



**ҚИЫН ШЫҒАРЫЛАТЫН КӨМІРСУТЕГІ КЕН ОРЫНДАРЫН
ИГЕРУДІҢ ГЕОЛОГИЯЛЫҚ ЖӘНЕ ТЕХНОЛОГИЯЛЫҚ
АСПЕКТІЛЕРІ»**

**атты халықаралық ғылыми-тәжірибелік конференция материалдары
18 сәуір, 2019**

**«ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ
УГЛЕВОДОРОДОВ»**

**материалы международной научно-практической конференции
18 апреля, 2019**

**« GEOLOGICAL AND TECHNOLOGICAL ASPECTS OF
DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER OF HYDROCARBON
FIELDS»**

**materials of the international scientific-practical conference
april 18, 2019**

Ақтау

УДК 622.32
ББК 33.36
Г36

Под общей редакцией ректора Yessenov University
Б.Б.Ахметова

Редакционная коллегия:

Нұрмағанбет Е.Т., Жолбасарова А.Т., Табылганов М.Т., Баямирова Р.У,
Джанисенова А.М.

Г36 «Қиын шығарылатын көмірсутегі кен орындарын игерудің геологиялық және технологиялық аспектілері» халықаралық ғылыми-тәжірибелік конференция материалдары= «Геологические и технологические аспекты разработки месторождений трудноизвлекаемых углеводородов» материалы международной научно-практической конференции=«Geological and technological aspects of development of hard-to-recover of hydrocarbon fields» materials of the international scientific-practical conference-Ақтау: КГУТИ им. Ш. Есенова, 2019, 268 с. – Казахский, русский, английский.

ISBN 978-601-308-089-5

Жинақта мұнай-газ саласымен байланысты мәселелердің кең ауқымы бойынша зерттеу және тәжірибелік - конструкторлық жұмыстардың нәтижелері жазылған білім алушылардың, магистранттар мен ғалымдардың "Қиын шығарылатын көмірсутектер кен орындарын игерудің геологиялық және технологиялық аспектілері" атты Халықаралық ғылыми-практикалық конференцияда орындалған мақалалар ұсынылған.

Жинақ Мұнай және газ саласы мамандарының, сондай-ақ тиісті мамандықтағы жоғары және орта оқу орындарының оқытушылары, аспиранттары мен студенттеріне арналған.

В сборнике представлены статьи, выполненные на Международной научно-практической конференции «Геологические и технологические аспекты разработки месторождений трудноизвлекаемых углеводородов» обучающихся, магистрантов и ученых, в которых изложены результаты исследовательских и опытно-конструкторских работ по широкому кругу вопросов, связанных с нефтегазовой отраслью.

Сборник предназначен для широкого круга специалистов нефтяной и газовой отраслей, а также преподавателей, аспирантов и студентов высших и средних учебных заведений соответствующих специальностей.

УДК 622.32
ББК 33.36

© Каспийский государственный
университет технологии и инжиниринга
имени Ш.Есенова, 2019

ISBN 978-601-308-089-5

1- СЕКЦИЯ
«СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГИИ В
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»

УДК 622.248.54

РАЗРАБОТКА СПОСОБА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОГО
ИНСТРУМЕНТА ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ

Ахундов Ф.А.

Институт Нефти и Газа НАН Азербайджана

Аннотация. В результате проведенных экспериментальных исследований выявлена новая добавка химически активного водорастворимого полимера на основе акриловой кислоты, карбамида и окиси пропилена (АК, К и ОП) в составе бурового раствора, способствующего значительному уменьшению силы прихвата. Указанное оказалось возможным за счет взаимодействия молекул полимера с пластовой минерализованной водой при фильтрации жидкости в проницаемый пласт, насыщенный пластовым флюидом разного типа.

Ключевые слова: скважина, затяжки и посадки колонны труб, буровой раствор, добавки химреагента, прихват колонны труб.

Опыт бурения нефтяных и газовых скважин на морских и на месторождениях суши Азербайджана показывают, что одним из распространенных видов аварий являются прихваты бурильного инструмента вследствие перепада давления.

При бурении скважин в проницаемых отложениях с применением традиционной технологии, основанной на противодействии на пласт со стороны столба бурового раствора, всегда существует опасность прихвата.

В этой связи разработаны множество технологических мероприятий, технических средств и материалов с целью их предотвращения [1-5]. Учитывая вышеизложенное были изучены горно-геологические условия и причины возникновения прихватов бурильной и обсадной колонн на нефтегазовых площадях месторождений Азербайджана.

Анализ промысловых данных показывает, что при проводке скважин на указанных месторождениях прихваты бурильного инструмента наиболее часто имеют место на площадях Аляты–море, Булла–море, Гюняшли, 8 Март, Дуванный–море и т.д., соответственно, в интервалах залегания отложений горизонта ПТ, Сураханской и Балаханской свит, в которых пески и песчаники чередуются с прослойками глин. Вместе с указанным был осуществлен также анализ состава пластовых вод в интервалах бурения, в которых наиболее часто имеет место прихват бурильного инструмента.

В результате проведенного обширного анализа выявлено, что почти все случаи прихватов имели место в интервалах залегания водопроявляющих пластов, насыщенных высокоминерализованным пластовым флюидом, содержащим соли натрия, кальция, калия и магния.

С целью снижения интенсивности гидродинамического взаимодействия в практике бурения применяются различные водорастворимые полимеры в том числе стабилизаторы – карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), гидролизованной полиакриламид (ПАА) и др.

Известно, что обработка буровых растворов высокомолекулярными водорастворимыми полимерами (ВВП) позволяет значительно снизить их фильтрационные свойства, регулировать вязкость и предельное напряжение сдвига, увеличить термостойкость, а также уменьшить силы сопротивления движению колонны труб. Однако при дальнейшем проведении процесса бурения наблюдаются неоднократные случаи присасывания бурильной колонны к стенке ствола скважины за счет перепада давления. Указанное происходит вследствие недостаточной прочности осадка фильтрата бурового раствора, осевшего в порах проницаемого пласта, который выпадает оттуда при выполнении подъема или спуска бурильной колонны в скважину.

В работе [6] показано, как возникновение поглощений и борьба как с ними, так и с прихватом бурильной колонны приводят к большим потерям в процессе бурения. В ней предлагается использование в составе бурового раствора наночастиц кремния с целью уменьшения толщины глинистой корки. Положительное качество наночастиц кремния заключается в получении уплотненной глинистой корки через которую в пласт поступает меньше фильтрата бурового раствора, что способствует снижению вероятности застревания бурильной колонны в скважине.

Далее в работе [7] рассматриваются вопросы, связанные с использованием добавок рыбьего жира в составе бурового раствора. Указанная добавка позволяет снизить силы трения колонны бурильного инструмента о стенки ствола скважины.

Также в работе [8] рассматривается вопрос влияния добавок растительного масла на буровые растворы, приготовленные на водной основе с использованием бентонитовой глины. При этом в качестве растительного масла использовалось экологически безопасное льняное масло, которое способно поддерживать реологические свойства бурового раствора и позволяет контролировать потери при фильтрации. Выявлено, что данная добавка способствует предотвращению дифференциального прихвата бурильного инструмента.

В другой работе, посвященной прихвату бурильной колонны [9] показано, что уменьшение порового давления увеличивает вероятность возникновения прихвата. В этой связи предлагается модель с использованием параметров бурения таких, как например, измеренная глубина, масса бурового раствора, вязкость, предельное напряжение сдвига (τ_0), прочность бурового раствора (θ), pH и т.д. Данный метод включает гибридную регрессию с наименьшим квадратным опорным вектором и метод оптимизации.

Резюмируя вышеизложенное следует отметить, что приведенные выше примеры предотвращения прихвата бурильной колонны показывают многогранность этих исследований. Так, например, относительно работы [6], в которой предлагается снижать толщину глинистой корки хотелось бы отметить, что использование в составе бурового раствора наночастицы кремния должно быть ограничено во времени проведения промывки (циркуляции) в стволе скважины. Указанное объясняется тем, что любое уплотнение глинистой корки с помощью наночастицы кремния может в конце концов привести к увеличению толщины корки, а это будет впоследствии отражаться на возникновении "посадок" и "затяжек" бурильного инструмента.

Безусловно, исследования, проведенные с использованием добавок рыбьего жира, а также льняного масла в составе бурового раствора могут оказывать положительное влияние на процесс предотвращения прихвата бурильного инструмента. Однако из технической литературы известны добавки нефти в составе бурового раствора в качестве противоприхватного средства при бурении проницаемых пород. Также следует отметить, что льняное масло несмотря на свою экологическую безопасность является очень дорогим материалом.

Вследствие указанного и учитывая изложенные выше преимущества ВВП материалов на специальной установке [5] были проведены исследования по изучению влияния добавок химически активного ВВП на величину силы отрыва прихваченной пластинки. В качестве ВВП был использован водорастворимый полимер на основе акриловой кислоты, карбамида и окиси пропилена (АК с К и ОП), добавки которого были использованы в составе бурового раствора. В этой связи хотелось бы отметить, что данный полимер разработан в Институте нефтехимических процессов НАН Азербайджана.

Исходный буровой раствор представляет собой 10%-ый бентонитовый глинистый раствор с добавками 3% КССБ и 0,5% окзила.

Сущность экспериментов заключается в следующем.

В пяти специальных «бомбах» высокого давления параллельно устанавливаются проницаемые образцы с одинаковой проницаемостью. Затем при постоянном давлении 10 МПа в течение 20 минут формируется фильтрационная корка, после чего на них устанавливаются круглые металлические диски с восстановлением первоначального давления, которое поддерживалось постоянным в течение 5 минут, 10 минут, 15 минут, 20 минут и 25 минут, затем путем вращения диска определяют силу отрыва металлического диска от корки, которая и характеризует силу прихвата.

После каждого проведенного эксперимента проводится опыт по продавке осевшего осадка в порах проницаемого пласта посредством создания перепада давления обратного направления снизу-вверх. Данные этих исследований должны служить качественной прочностной характеристикой от полученного в порах образца горной породы осадка.

Для проведения сравнительных исследований были взяты добавки 0,5% КМЦ к исходному буровому раствору и известный состав состоящий из 55-65% глинистого раствора, 10% формалина и 20-30% смолы ТС – 10 [6].

Результаты проведенных экспериментов показали, что сила прихвата при использовании добавок АК, К и ОП относительно КМЦ отличалась значительно. Указанное также характеризуется низкими значениями давления продавки полученного осадка в порах образца горной породы.

В следующей серии экспериментов, исследуемые образцы предварительно в течение суток вымачивались в пластовой воде, а затем по изложенной выше методике эксперимент повторялся. Результаты этих экспериментов показали существенное преимущество полимера АК, К и ОП относительно, как КМЦ, а также известного состава [6]. В результате проведенных исследований выявлен оптимальный диапазон эффективной добавки к исходному раствору 0,2-0,3% АК, К и ОП. При этом результаты использования как 0,5% добавки КМЦ в составе исходного раствора, а также известного состава (55-65% глинистый раствор + 10% формалина + 20-30% смолы ТС–10) показывают низкую их эффективность при исследовании сил отрыва металлической пластинки (в 2 раза выше) и в несколько раз меньше выдерживают давление продавки нежели чем при использовании в составе исходного раствора добавок АК, К и ОП (Рис.1).

Очевидно, что механизм повышения эффективности снижения силы прихвата при использовании в составе бурового раствора АК, К и ОП заключается в том, что при проникновении в поры проницаемого пласта этого полимера и взаимодействуя с данным типом пластовой воды образуется осадок, способствующий эффективному закупориванию пор, а, следовательно, приводящий к снижению интенсивности гидродинамического взаимодействия с проницаемой средой.

Таким образом, с целью повышения эффективности предотвращения прихвата бурильного инструмента вследствие перепада давления и предупреждения

использования дополнительных материальных ресурсов и времени затрачиваемого на ликвидацию этого вида аварии при бурении скважин в интервалах, представляющих опасность возникновения данного вида аварии, рекомендуется в составе используемого бурового раствора применять добавки 0,2-0,3% водорастворимого полимера на основе акриловой кислоты, карбамида и окиси пропилена (АК, К и ОП).

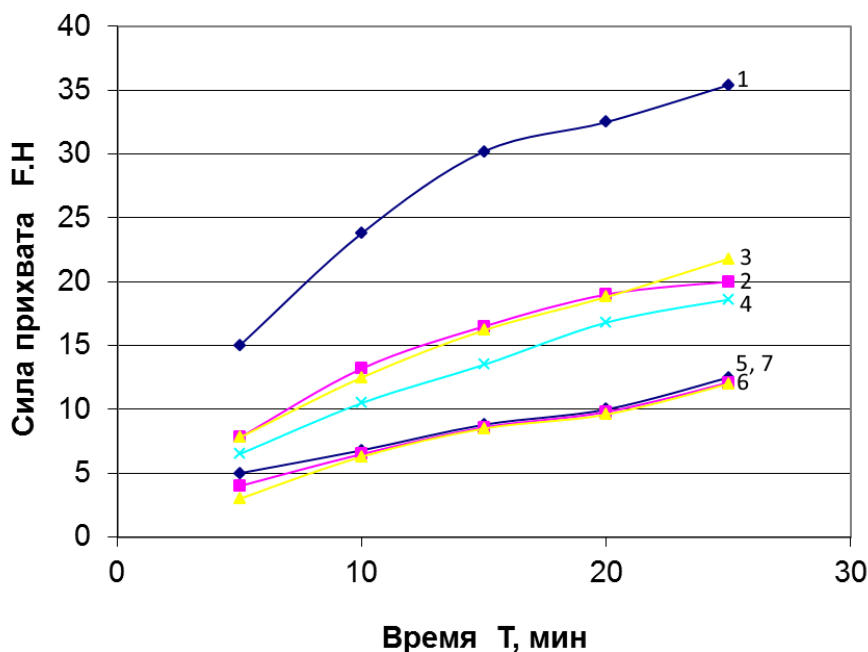


Рисунок 1 – Изменение силы прихвата от времени для образцов насыщенных пластовой водой с площади Аляты-море

- 1-для состава бурового раствора (5,5% глин.раствора+ 10% формалина+20% смолы-ТС-10);
- 2- для состава бурового раствора (6,5% глин.раствора+ 10% формалина+30% смолы-ТС-10);
- 3-для исходного бурового раствора;
- 4- для исходного бурового раствора +0,5% КМЦ;
- 5- для исходного бурового раствора +0,2% АК, К и ОП;
- 6- для исходного бурового раствора +0,3% АК, К и ОП;
- 7- для исходного бурового раствора +0,4% АК, К и ОП;

ЛИТЕРАТУРА

- 1.Мирзаджанзаде А.Х., Караев А.К., Ширинзаде С.А. Гидравлика в бурении и цементировании нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра. 1977.
- 2. Справочник инженера по бурению. В.И.Мишевич, Н.А.Сидоров.т.2. Москва. Недра. 1973, с.77-78.
- 3. Ю.М.Басарыгин, А.И.Булатов, Ю.М.Проселков. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. М.: Недра. 2000г., -677с.
- 4.Предупреждение осложнений при проводке скважин в условиях месторождений Азербайджана. М.К.Сеид-Рза и др. Обзор. инф. сер. Нефтедобывающая промышленность Баку. - АЗИНТИ. 1965, 187с.

5.А.К. Самотой «Прихваты колонны при бурении скважин». -М. Недра. 1984. с.56-91.

6. Mitigating lost circulation and differential sticking problems using silicon nanoparticles/Saket Maxesh Javeri, Zishaan Muhammad, Vadjid Xeyndade, etc. Publisher Society of Petroleum Engineers. Конференция и выставка по технологии бурения на Ближнем Востоке, 24-26 октября, Маскат, Оман. 2011.

7. Использование рыбьего жира в качестве поверхностно активного вещества в технологических процессах. /Т.А.Мотылева, Б.Ф.Петров, С.Р.Деркач и др. Вестник МГТУ, том 15, №1, 2012, с.34-37.

8. The prevention of differential pipe sticking problems caused by water-based drilling. V.Mahto. Published 2013. Petroleum Science and Technology.

9. Support vector machine model A new methodology for stuck pipe prediction.

Ali Chamkalani, Mojtaba Portel Shahri, Saeed Poordad. Publisher Society of Petroleum Engineers. Publication date 2013. Number of pages 13.

УДК 553.98

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПОРОД ПРОДУКТИВНОЙ И КРАСНОЦВЕТНОЙ ТОЛЩ АБШЕРОН-ПРИБАЛХАНСКОЙ ЗОНЫ ПОДНЯТИЙ

Фейзуллаев А.А., Гусейнова А.Н.

Институт Геологии и Геофизики Национальной Академии Наук Азербайджана

Аннотация. На основании пиролиза 126 образцов бурового шлама из 21-ой скважины 9 месторождений Абшерон-Прибалханской зоны поднятий (Продуктивная и Красноцветная толщи нижнего Плиоцена) обосновывается, что эти отложения в целом не обладают нефтематеринскими свойствами. На основании этого делается вывод о преобладающей роли субвертикальной миграции в формировании в нижнеплиоценовых отложениях промышленных скоплений углеводородов.

Ключевые слова: пиролиз пород, органическое вещество, углеводородный потенциал, Продуктивная и Красноцветные толщи (нижний Плиоцен), Абшерон-Прибалханский порог

Изучение органического вещества (ОВ) осадочных пород является одной из основных задач органической геохимии, направленной на оценку их углеводородного (УВ) потенциала. Для решения этой задачи под руководством Дж. Эспиталье во французском институте нефти [1] был разработан метод пиролиза осадочных пород с использованием пиролизаторов типа Rock Eval. В дальнейшем этот метод получил широкое применение для оценки УВ потенциала пород, типа исходного ОВ и его зрелости в различных осадочных бассейнах мира [2-8].

Аналитическими исследованиями было охвачено 126 образцов бурового шлама из 21-ой скважины 9 месторождений Абшерон-Прибалханского порога (4 в Азербайджанском секторе и 5 – в Туркменском). Стратиграфический возраст отложений – нижний Плиоцен, известных как Продуктивная (ПТ) и Красноцветная (КТ) толщи (соответственно, в Азербайджанской и Туркменской частях порога), являющиеся главным нефтегазовым резервуаром Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ).

Результаты аналитических исследований по отдельным площадям обобщены и сведены в таблицу 1 и показаны на рисунке 1.

Таблица 1 - Статистические данные пиролиза пород ПТ и КТ в пределах Абшерон-Прибалханского порога

Объект исследования	Суммарное содержание углерода (TOC) (%)	Параметры пиролиза пород			
		S ₂ , (mgHC/ g rock)	S ₃ , (mgCO ₂ / g rock)	HI, (mgHC/ g TOC)	OI, (mgCO ₂ / g TOC)
ПТ	<u>0,14-0,93</u> 0,44 (33)	<u>0,12-1,60</u> 0,46 (29)	<u>0,02-2,18</u> 1,03 (33)	<u>21-180</u> 90 (29)	<u>2-990</u> 295 (33)
КТ	<u>0,16-0,54</u> 0,28 (16)	<u>0,09-0,43</u> 0,24 (14)	<u>0,26-1,81</u> 0,70 (16)	<u>32-119</u> 69 (14)	<u>98-513</u> 271 (16)

Примечание: в числителе пределы содержания, в знаменателе **среднее значение**, в скобках количество анализов

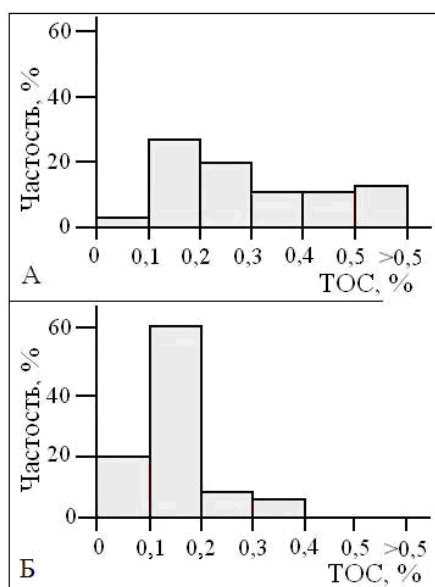


Рисунок 1 - Гистограммы распределения значений суммарного содержания органического углерода (TOC) в породах ПТ (А) и КТ (Б)

Согласно типовой классификационной диаграммы [8, 9] отложения ПТ-КТ относятся к породам, обладающим низким генерационным потенциалом (рис. 2).

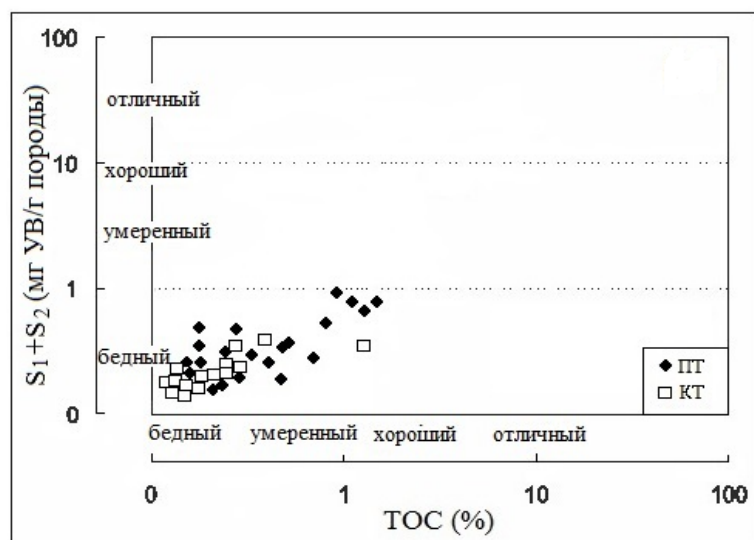


Рисунок 2 - Диаграмма, характеризующая УВ потенциал пород ПТ и КТ

На модифицированной диаграмме Ван Кревелена [10] (рис. 3) ОВ ПТ-КТ обладает преимущественно газопroduцирующим потенциалом (III тип ОВ). Кроме того, по данным R_o и анализа цвета споры (TAI), ОВ ПТ-КТ характеризуется как термически незрелое и для реализации даже низкого УВ потенциала пород отсутствовали благоприятные палеотемпературные условия.

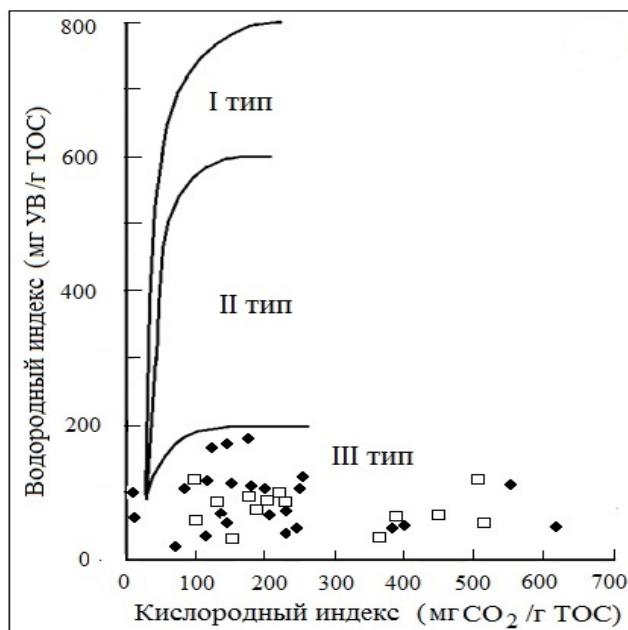


Рисунок 3 - Модифицированная диаграмма Ван-Кревелена [10], отражающая тип ОВ пород ПТ и КТ

Сравнение результатов пиролиза пород ПТ и КТ по площадям Абшероно-Прибалханского порога показало, что породы КТ обладают более высокой степенью окисленности (относительно более высокие значения соответствующих параметров пиролиза пород - S_3 и кислородного индекса (OI) (рис. 4).

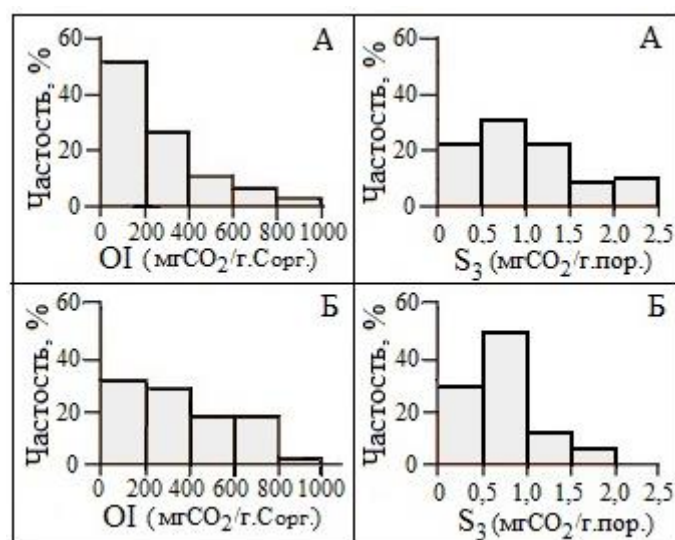


Рисунок 4 - Гистограммы распределения значений кислородного индекса (OI, слева) и параметра S₃ в породах ПТ (А) и КТ (В)

Таким образом, отложения ПТ-КТ, будучи сформированными в дельтовых и прибрежно-морских условиях, характеризуются низким количеством и качеством ОВ, состоящим из переотложенных остатков древесной растительности с незначительной примесью аморфной и водорослевой органики. Эти отложения не могут быть отнесены к нефтематеринским, что указывает на преобладающую роль субвертикальной миграции в формировании в нижнеплиоценовых отложениях промышленных скоплений УВ.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Espitalie, J., M. Madec, B. Tissot, J.J. Mennig and R. Leplat. 1977. Source rock characterization method for petroleum exploration: Proceedings of the ninth Annual Offshore Technology Conference, 3, 439-448.
- [2] Claypool, G.E., and E.R. Reed. 1976. Thermal-analysis technique for source-rock evaluation: quantitative estimate of organic richness and effects of lith-ologic variation: AAPG Bulletin, 60, 608-626.
- [3] Espitalie, J., M., F. Marquis, and I. Barsony, 1984, geochemical logging, in K. J. Voorhees, ed., Analytical pyrolysis—techniques and applications: Boston, Butterworth, 276-304.
- [4] Clementz, D.M., G.J. Demaison and A.R. Daly. 1979. Well site geochemistry by programmed pyrolysis: Proceedings of the 11th Annual Offshore Technology Conference, 1, 465-470.
- [5] Larter S.R. and Douglas A.G. 1982. Pyrolysis methods in organic geochemistry: An overview. J. Anal. Appl. Pyrol., 4, 1-19.
- [6] Peters, K.E. and B.R. T. Simoneit. 1982. Rock-Eval pyrolysis of Quaternary sediments from Leg 64, Sites 479 and 480, Gulf of California, in J.R. Curry et al, eds., Initial Reports of the Deep Sea Drilling Project, 64, 925-931.
- [7] Horsfield B. 1985. Pyrolysis studies in petroleum exploration. In: Advances in Petroleum Geochemistry (eds. J. Brooks and D. Welte), one, 247-298, Academic Press, New York.

[8] Peters K.E. 1986. Guidelines for evaluating petroleum source rocks using programmed pyrolysis. AAPG Bull., 70, 329

[9] Tissot, B.P. and D.H. Welte. 1984. Petroleum formation and occurrence: New York, Springer-Verlag, 699 p.

[10] Van Krevelen D.W. 1950. Graphical-statistical method for the study of structure and reaction processes of coal. Fuel, 29, 269-84.

УДК 622.276

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИИ ЖАНАТАЛАП

Кодаров Ж., магистрант

Научный руководитель: Турдиев М.Ф.

НАО «Атырауский университет нефти и газа», г. Атырау, РК.

Аннотация. Анализируется разработка нефтяного месторождения Жанаталап с целью уточнения геологического строения, изучения технологии отбора, выработка запасов, эффективности процесса и обоснования мероприятий по регулированию и контролю за разработкой месторождения

Ключевые слова: объект разработки, обводненность, начальные и извлекаемые запасы, внутрипромысловое заводнение, поддержание пластового давления.

Месторождение введено в разработку в сентябре 1974 года согласно Технологической схеме разработки, составленной институтом КазНИПИнефть. В том же году (в мае 1977г.) участок **Восточный Жанаталап** введен в эксплуатацию.

Анализ разработки месторождения был выполнен в 1978, 1981, 1985, 1995 и 2003г.г. с целью уточнения геологического строения, изучения технологии отборов, состояния фонда скважин, выработки запасов, эффективности процесса и обоснования мероприятий по регулированию и контролю за разработкой месторождения. Разработка месторождения велась долгое время на естественном режиме, что привело к снижению пластовой энергии, а предусмотренная технологической схемой закачка воды начала осуществляться с конца 1986г.

Продуктивные горизонты были объединены в 7 объектов разработки:

I-объект - аптский и неокомский горизонты Восточного крыла Северного свода.

II-объект- I-YI среднеюрские горизонты Восточного крыла Северного свода.

III-объект- аптский и неокомский горизонты Северного крыла.

IV-объект -I-YII среднеюрские горизонты Северного крыла.

V-объект -YIII+IX среднеюрские горизонты Восточного Жанаталапа.

VI-объект- YIII+IX среднеюрские горизонты участка Карашиганак.

VII-объект- аптский горизонт на Южном своде.

На северном крыле разведаны и опробованы 9 нефтяных горизонтов: семь из них приурочены к песчано-глинистым отложениям средней юры. Один связан с готеривским и один с аптским отложениями.

На восточном крыле на северном своде нефтеносность выявлена аптском, неокомском и I, II, III, IV, V, VI, VII среднеюрских горизонтах. На южном своде нефтеносность связана с аптским горизонтом.

На Восточном Жанаталапе нефтеносность установлена в VIII и IX горизонтах среднеюрских отложений в пределах I, II, III блоков.

На участке Карашиганак нефтеносность приурочена к УШ и IX среднеюрским РТ горизонтам. УШ среднеюрский (нефтяной) горизонт распространен в пределах I, II блоков; газонефтяная залежь IX среднеюрского горизонта установлена на I блоке, а в пределах II и III блоков - чистогазовые залежи. Пермотриасовая газовая залежь выявлена на IV блоке.

Впервые подсчет запасов нефти и газа по состоянию на 1.VII.1972г. и утверждены ГКЗ протоколом №6696 от 12. X.72г. Запасы подсчитаны по аптскому, неокомскому и семи среднеюрским горизонтам на северном крыле, пяти среднеюрским горизонтам на северном и южному аптскому горизонту на южном своде восточного крыла.

На 1.01.2013г эксплуатационный фонд составляют 118 скважин, действующих 117 скважин при проектном 115 скважин.

В 2010 году на месторождении Жанаталап были пробурены 25 новых скважин, из них: на Основном поле- 5 скважин; на Северном Жанаталапе -11 скважин, на Восточном Жанаталапе – 2 скважины; на уч.Карашиганак -7 скважин.

В 2011 году пробурены 15 скважин, из них: на Основном поле- 11 скважин; на Восточном Жанаталапе – 4 скважины.

С начала разработки на 1.01.2013года по месторождению было добыто 6905,5 тыс.тн нефти, 20130,7 тыс.тн жидкости при проектном 6888,2 тыс.тн. нефти, 20738,2 тыс. тн жидкости. Обводненность 75,5 % при проектном 81,9%.

Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 2,3 % при проектном 2,2%. Выработано 68,7 % при проектном 68,5%. Средний дебит одной скважины составляет 5,2 тн/сут нефти, 19,5 тн/сут жидкости при проектном 6,2тн/сут нефти, 34,4 тн/сут жидкости.

На 1.01.2015г на месторождении Жанаталап в разработке находятся 2 меловые и 7 среднеюрские горизонты Восточного крыла (I и II объекты), 2 меловые и 8 среднеюрские горизонты Северного крыла (III и IV объекты), 2 среднеюрские горизонты на Восточном Жанаталапе (V объект), 2 среднеюрские горизонты на уч.Карашиганак

Не охвачены разработкой залежи I – IX пермотриасовых горизонтов Восточного Жанаталапа.

С начала инъекции по месторождению закачано 15720,4 тыс. м³ воды и отобрано 20633,8 тыс. м³ жидкости. За 2012 год закачано 805,0 тыс. м³ воды и отобрано 892,9 тыс. м³ жидкости. Суммарная компенсация отбора жидкости закачкой воды с начала инъекции составляет – 76,2 %, годовая -90,2%. Дополнительная добыча нефти от заводнения за 2012 год по месторождению составляет– 6,5 тыс. тн. с начала заводнения 115,0 тыс.тн.

I - объект разработки (апт-неокомский горизонт основного участка Северного свода Восточного крыла)

Разработка объекта начата в 1974 году. На I объекте по состоянию на 1.01.2013г. на объекте находятся 46 скважин.

С начала разработки на 1.01.2013 года добыто 2419,7 тыс. тн нефти, 7165,7 тыс. тн жидкости и 27,5 млн. м³ газа, при проектном 2457,2 тыс. тн нефти, 7614,2 тн. жидкости, 27,1 млн. м³ газа. Обводненность 70,4 % при проектной 82,3 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 2,6 %, при проектном 2,4%. Среднесуточный дебит на 1 скважину составляет 5,0тн/сут нефти, 15,3 тн/сут жидкости, при проектном 5,4 тн/сут нефти, 30,5 тн/сут жидкости.

Начальные запасы по I объекту составляют: по категории В+С₁ балансовых - 6446,8 тыс.тн. извлекаемых- 3309,2 тыс. тн, по категории С₂-балансовых-2047,1 тыс. тн, извлекаемых-614,1 тыс.тн.

II - объект разработки (I - VII ср. юрские горизонты Сев.свода Восточного крыла)

По состоянию на 1.01.2013 года эксплуатационный фонд составляют 17 скважин. С начала разработки на 1.01.2013г. добыто 1064,7тыс. тн нефти, 3317,1 тыс. тн жидкости, 13,0 млн. м³ газа. при проектном 1204, 8тыс.тн нефти, 3969, 4тыс.тн жидкости, 16,7тыс. м³ газа. Обводненность составляет 75,0 %, при проектном 78,7 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 1,7 % при проектном 3,8 %. Коэффициент нефтеотдачи 18,9 %, при проектном 21,4 %. Средний дебит одной скважины составляет 6,7 тн/сут нефти, 23,4 тн/сут жидкости при проектном 10,9тн/сут нефти, 51,5 тн/сут жидкости.

С начала инжекции на II объект закачено на 5103,8 тыс. м³ воды, при проектном 5773,8 тыс. м³. Дополнительная добыча от заводнения с начала инжекции составляет 29,6 тыс.тн. нефти, в том числе в отчетном году добыто 1,7 тыс.тн. нефти.

III объект разработки (аптский + неокомский горизонты северного крыла)

С начала разработки на 1.01. 2013г.по объекту добыто 282,9 тыс.тн. нефти, 858,2 тыс.тн. жидкости, при проектном 264, 1тыс.тн. нефти, 809, 8тыс.тн жидкости.

Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 1,3% при проектном 1,8%. Выработано 71,9% от начальных извлекаемых запасов при проектном 67,1%. Средний дебит одной скважины составляет 6,0 тн/сут нефти, 32,1 тн/сут жидкости при проектном 7,1тн/сут нефти, 45,4 тн/сут жидкости.

IV - объект разработки (I -УШ среднеюрские горизонты Северного свода).

Объект разрабатывается с 1975 года. По состоянию на 1.01.2013 г. эксплуатационный фонд составляют 26 скважин. С начала разработки на 1.01.2013г. по объекту добыто1750,5 тыс.тн. нефти, 3873,9 тыс.тн. жидкости, при проектном 1608,5 тыс. тн нефти и 3572,9 тыс. тн жидкости. Обводненность 72,8 % при проектной 82,1%. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 3,6 % при проектной 1,2%. Среднесуточный дебит на 1 скважину составляет 6,7 тн/сут нефти, 25,3тн/сут жидкости, при проектном 4,3 тн/сут нефти и 24,0 тн/сут жидкости.

V - объект разработки (УШ -IX среднеюрские горизонты уч.Восточный Жанаталап)

Эксплуатационный фонд на 1.01.2013г. составляют 18 скважин. С начала разработки на 1.01. 2012г.добыто 1281,7 тыс.тн. нефти, 4458,8 тыс. тн жидкости, при проектном 1264, 1тыс.тн нефти и 4392, 8тыс.тн жидкости. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 1,6 % при проектной 0,6%. Степень выработанности 81,8% при проектном 80,7%. Среднегодовая обводненность составляет 83,4 % при проектном 91,6 %. Среднесуточный дебит на одну скважину составляет 3,3тн/сут нефти, 21,4 тн/сут жидкости при проектном 1,9тн/сут нефти и 22,7тн/сут жидкости.

VI - объект разработки (УШ-IX среднеюрские горизонты участка Карашиганак)

Участок Карашиганак введен в разработку в январе 1990года.

С начала разработки добыто 105,9 тыс. тн нефти, 456,8 тыс.тн. жидкости,16,8 млн. м³ газа при проектном 89,5 тыс.тн. нефти, 379,0 тыс.тн. жидкости. Обводненность 84,8 % при проектном 89,6 %. Темп отбора от начальных извлекаемых запасов нефти составляет 6,0% при проектном 1,5%. Коэффициент нефтеотдачи 43,8 % при проектном 37,0%. Выработанность 87,4 % при проектном 73,8 %. Среднесуточный дебит на одну скважину составляет 2,0 тн/сут нефти, 10,2 тн/сут жидкости при проектном 2,4 тн/сут нефти, 22,9 тн/сут жидкости.

Начальные запасы по категории C₁ составляют: 241,9 тыс. тн балансовых и 121,2 тыс. тн извлекаемых, по категории C₂- 12,9 тыс. тн балансовых и 3,9 тыс.тн. извлекаемых.

Остаточные запасы составляют 136,0 тыс. тн балансовых и 15,3 тыс. тн извлекаемых.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Уточненный проект разработки месторождения Жанаталап».
2. «Уточнение геологического строения месторождения Жанаталап».
3. Анализ разработки месторождения Жанаталап произведен в 1982г и 1992году.
4. «Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Жанаталап», сост. АО «КазНИПИМунайгаз», г.Атырау.2011г.

УДК 622.692:629.123.56

ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДОГРЕВА НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ НЕФТЕБАЗ И ТАНКАХ СУДОВ

Айткаматова И. К., Юсупов А. А.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им.Ш. Есенова

Аннотация. Осы жұмыс кұю құралдарының өнімділігін, сонымен қатар құюп алғаннан кейін қалдықтың ең аз мөлшерде қалуын қарастырады.

Ключевые слова: танкер, резервуар, нефтепродукт, технологическая схема, теплоноситель.

В Казахстане более 60 миллионов тонн нефтепродуктов перевозится внутренним водным транспортом и этот объем ежегодно растет, что связано, в первую очередь, со снижением себестоимости перевозок, по сравнению с параллельно действующими трубопроводами.

Перевозки высоковязких нефтепродуктов определяют конструктивные особенности нефтеналивных танкеров, а также технологические схемы перегруза в танкера и из танкеров в нефтеналивные терминалы.

В основном, танкера и резервуары оборудуют специальными системами подогрева нефти с целью обеспечение производительной погрузки и выгрузки. Классификация систем подогрева приведена на рис.1.

Расчеты и выбор оптимальных вариантов технологических схем хранения и транспортировки высоковязких нефтей, проектирование и дальнейшая эксплуатация систем подогрева связаны с расчетами теплотерь. Методы расчета теплотерь разрабатываются на основе результатов исследования теплообмена. Особенности теплообмена связаны с физическими свойствами высоковязких нефтепродуктов, особенностями граничных, начальных условий, временных обусловленных конструкцией емкости.

Кроме того, процесс теплообмена между нефтегрузом и днищем емкости зависит от характера технологической операции (остывание, подогрев, выгрузка) и способа подогрева (циркуляционный подогрев, с помощью трубчатого подогревателя), а также при изменяющейся во времени температуре нефтегруза. Большинство высоковязких нефтей теряют подвижность при температуре застывания.

По назначению систем подогрева можно разделить на общие, т.е. предназначенные для повышения температуры всей массы груза, и местные, или

локальные, предназначенные для повышения температуры нефтепродукта в небольшой по сравнению с общим объемом части емкости.

Местные системы подогрева используют в резервуарах нефтебаз для выгрузки небольшого количества нефтегруза из резервуаров большого объема, а в нефтеналивных судах для улучшения условий перетекания нефтегруза через переборочные клинкеты и другие местные сопротивления. Их применение для подогрева нефти и нефтепродуктов системы целесообразно только при наличии больших количеств воды или газа, не используемых на производстве. Так, горячая вода из системы охлаждения и дымовые газы



Рисунок 1 - Классификация систем подогрева

главных двигателей судна используют как теплоносители в циркуляционной системе подогрева на танкере «Астана» грузоподъемностью 12000 т.

По способу переноса тепла общие системы подогрева можно разделить на рекуперативные (поверхностные), в которых тепло от греющей среды передается нефтегрузу через твердую поверхность, и смесительные, в которых теплообмен происходит при непосредственном контакте (смешении) греющей и нагреваемой среде.

Рекуперативные системы подогрева могут быть с промежуточным теплоносителем (газовые, паровые, водяные, с высокотемпературным органическим теплоносителем) и без промежуточного теплоносителя (электрические, электроиндукционные и инфракрасные).

Смесительные системы подогрева бывают обычно паровые или, так называемые, циркуляционные (горячеструйные), использующие в качестве промежуточного теплоносителя дымовые газы, воду и пар. В горячеструйных системах подогрева нефтегруз в емкости подогревается при смешивании нефтепродукта в емкости со струей нефтепродукта, подогретого в теплообменнике одним из указанных теплоносителей. При этом теплообменник может быть установлен непосредственно в емкости или вынесен за ее пределы.

Из теплоносителей, используемых в системах подогрева, широкое распространение получил водяной пар, так как он наиболее удобен и доступен. Водяной пар обладает большим теплосодержанием, легко транспортируется и в большинстве случаев не представляет пожарной опасности для паров нефтепродуктов. Кроме того, при конденсации пара процесс теплообмена между паром и поверхностью подогревателя идет достаточно интенсивно.

Горячая вода, а тем более газ, как теплоносители, имеют значительно меньшее теплосодержание по сравнению с водяным паром.

Применение такого способа подогрева позволяет избежать загрязнения питательной воды вспомогательной парогенераторной установки на дизельных судах, а в некоторых случаях вообще обойтись без парогенератора.

Система подогрева груза с помощью термических жидкостей имеет большое сходство с паровой системой, а установка нагревания жидкостей во многом напоминает парогенераторную установку. В состав установки [1] входят нагреватель, циркуляционный насос (для повышения надежности могут быть два насоса), расширительная цистерна и деаэрактор.

Несмотря на некоторые трудности (разработка и установка нагревателя, создание запаса теплоносителя и обеспечение герметичности системы, перекачивание жидкости с большой температурой и др.), систему подогрева груза с использованием термических жидкостей следует считать перспективной.

Смесительные паровые системы подогрева разогревают нефтепродукт открытым («голым» или «острым») паром. Их используют главным образом для подогрева топочного мазута перед сливом из вагонов цистерн или перед выкачкой из нефтеналивных барж, не имеющих подогревателей. Разогрев открытым паром применяют и при хранении застывших нефтепродуктов в ямах. При подогреве пар барботирует через слой разогреваемого нефтепродукта. Существенным недостатком этой системы подогрева, практически исключающим возможность ее применения в большинстве случаев, является значительное обводнение подогреваемого груза.

Из смесительных систем подогрева в последние годы все большее распространение получает на речных нефтеналивных судах циркуляционная (горячеструйная) система подогрева груза. Сущность горячеструйного подогрева заключается в том, что тепло, полученное нефтепродуктом в специальном теплообменнике, переносится в общую массу груза с помощью горячей струи. Подача горячей струи в толщу груза вызывает механическое и конвективное перемешивание, что приводит к выравниванию и повышению температуры всей массы груза в емкости. Для прокачивания нефтепродукта через систему подогрева используют зачистные или специально устанавливаемые дополнительные насосы.

Горячеструйный подогрев имеет преимущества перед другими системами подогрева. При этом способе подогрева сокращается зачистка танков после выгрузки.

Необходимо также отметить особенность использования системы горячеструйного подогрева, имеющей один циркуляционный насос. При наличии одного насоса одновременный подогрев груза возможен в одном (максимум в двух) танке, так как при подогреве большего числа танков одновременно возникает

опасность перераспределения груза, переполнения отдельных танкеров и нарушения дифферентовки судна. Поочередной подогрев танков требует повышенного внимания обслуживающего персонала, а установка циркуляционных насосов на каждый танк или на два танка существенно снижает экономичность системы подогрева.

Системы подогрева, использующие электрические подогреватели, а также электроиндукционный и инфракрасный подогрев применяют для подогрева нефтегрузов в небольших емкостях, преимущественно в вагонах-цистернах.

Основным элементом системы подогрева является собственно подогреватель, непосредственно передающий тепло подогреваемому нефтепродукту.

Поскольку в большинстве систем подогрева основным термическим сопротивлением теплообмена является термическое сопротивление теплоотдачи от поверхности подогревателя к нефтепродукту, применение подогревателя с вынужденным движением нефтепродукта или виброподогревателя существенно интенсифицирует процесс теплообмена, а, следовательно, уменьшает поверхность теплообмена, делая подогреватель более компактным. Однако для создания вынужденного движения подогреваемого нефтепродукта требуются дополнительные затраты энергии.

За рубежом разработаны конструкции вертикальных многоярусных геликоидальных подогревателей из алюминиевой латуни для подогрева нефтегруза в морских танкерах и нефтенавалочниках [1]. Испытание таких подогревателей показало, что нефтегруз вблизи них сильно перегревается и при достижении свободной поверхности растекается по ней, образуя слой горячего нефтепродукта. В результате этого существенно возрастают потери тепла через палубу (крышу) емкости. Нижние слои нефтепродукта прогреваются плохо, что приводит к образованию значительных «мертвых» остатков после выгрузки [2].

Из стационарных подогревателей наибольшее распространение получили трубчатые подогреватели. В морских нефтеналивных судах применяют обычно подогреватели следующих типов:

- змеевиковые и секционные с продольным или поперечным расположением (относительно диаметральной плоскости) греющих элементов;
- петлевые с продольным расположением петель;
- прямоточные с параллельным и встречным движением пара по ветвям.

В резервуарах нефтебаз чаще всего используют секционные (батареиные) подогреватели. Подогреватели могут быть изготовлены из разных материалов (сталь, чугун, алюминий, алюминиевая латунь). В настоящее время за рубежом все шире применяют алюминиево-латунные трубы. Значительные затраты на изготовление подогревателя из латунных труб окупаются за счет увеличения срока службы подогревателей, т.е. за счет снижения затрат на ремонт подогревателей. В зарубежной практике известны случаи, когда подогреватели из алюминиево-латунных труб эксплуатировались 20 лет без существенного ремонта.

Горизонтальные трубчатые подогреватели, в отличие от других типов подогревателей, обеспечивают равномерный разогрев всей массы нефтегруза от плоскости подогревателя вплоть до свободной поверхности нефтепродукта в емкости. Это важное преимущество данного типа подогревателей. В то же время слои нефтепродукта, расположенные ниже плоскости подогревателя, прогреваются значительно хуже, так как прогрев этой области идет путем переноса тепла от основной массы нефтегруза теплопроводностью. Часто для хорошего прогрева нижних слоев нефтегруза приходится нагревать основную массу нефтепродукта до температур более высоких, чем это требуется для выгрузки основного груза, особенно, если нефтепродукт имеет высокую вязкость. Хороший прогрев нижних слоев нефтепродукта

необходим для того, чтобы исключить чрезмерно большой «мертвый» остаток после выгрузки.

Для уменьшения величины «мертвого» остатка весьма перспективно применять междудонный подогрев. При этом пар по перфорированным трубам подается непосредственно под днище емкости в судах с двойным днищем. Пар, конденсируясь на поверхности днища, нагревает его, а от него подогревается и нефтегруз в емкости. При выгрузке нефтепродукт скользит по подогреваемой поверхности днища емкости, в результате выгрузка нефтепродукта осуществляется практически насухо.

Классификация подогревателей приведена на рис. 2.

Конечно, тепловой КПД такого способа подогрева не очень высок, так как большая часть подаваемого пара будет конденсироваться на поверхностях междудонного пространства, омываемых забортной водой. Поэтому применение этого способа для подогрева всей массы груза нецелесообразно, однако сочетание донного подогрева нефтегруза в конце выгрузки с подогревом основной массы груза с помощью других систем подогрева заслуживает внимания.

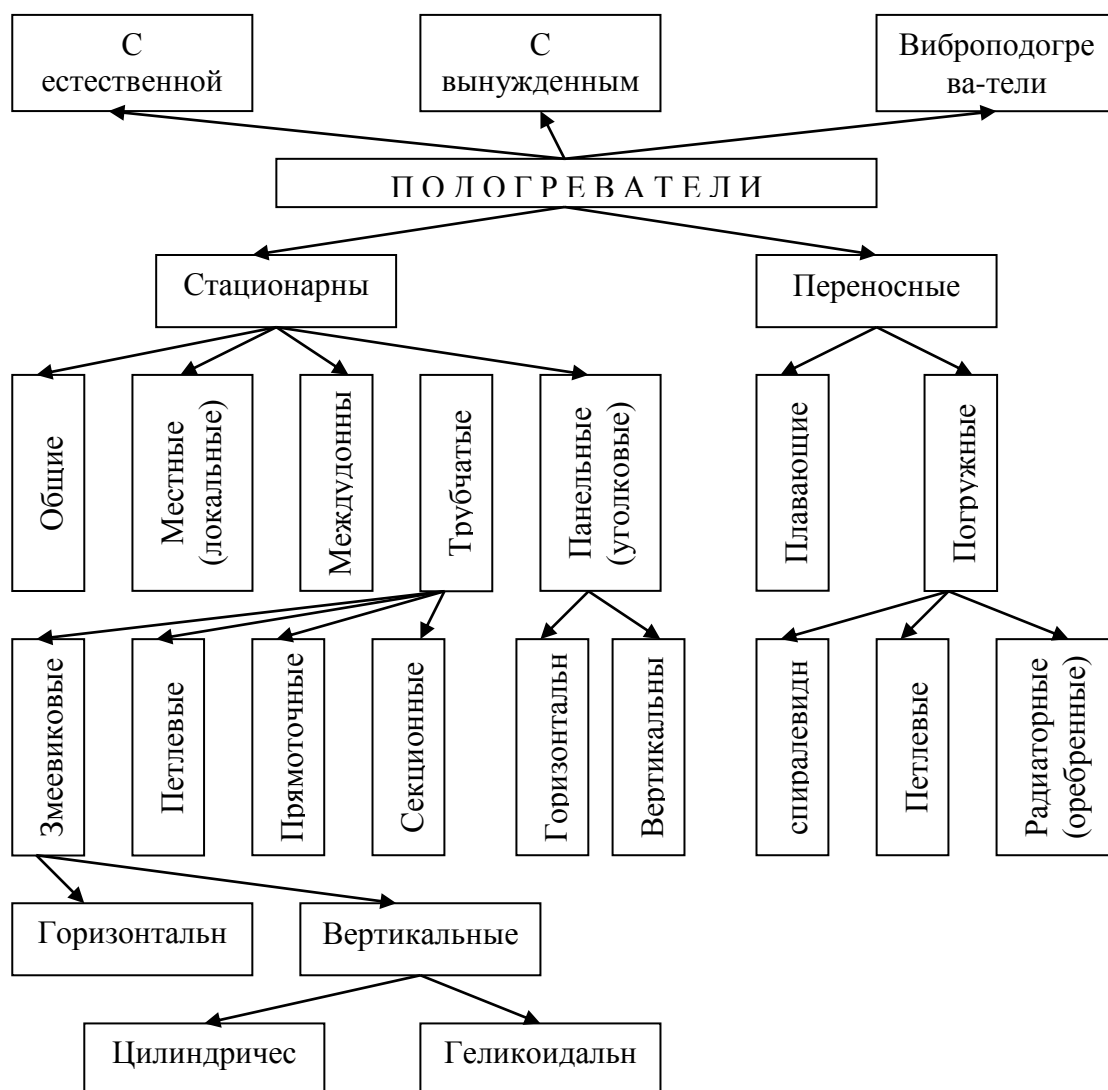


Рисунок 2 - Классификация подогревателей

Для практического использования этого способа необходимо решить ряд вопросов:

- осушение междудонного пространства;
- защита от коррозии металла корпуса;
- защита от смятия корпуса судна при полной конденсации после прекращения подачи пара и др.

Большой интерес представляет применение для подогрева нефтегруза так называемых донных уголковых подогревателей. Такие подогреватели были разработаны фирмой «Гетаверкен» для нефтенавалочников и применены на первом советском нефтенавалочнике грузоподъемностью 105 тыс. т «Маршал Буденный» [1]. В рассматриваемой конструкции каналы для прохода пара образуются угольниками, приваренными двумя кромками к переборке или днищу емкости с внешней стороны. Различные испытания позволили установить наиболее надежный способ сварки, эффективные способы снижения термических напряжений в местах приваривания угольников, а также варианты их оптимальных расположений. В качестве исходных данных при проектировании систем подогрева необходимо знать не только тип подогревателя и теплоносителя, но и тепловую нагрузку подогревателя. Ее рассчитывают с учетом теплопотерь в окружающую среду через ограждающие поверхности емкостей и времени, за которое необходимо нагреть нефтегруз до заданной температуры. От точности расчета теплопотерь во многих случаях зависит точность определения и тепловой нагрузки подогревателя, а, следовательно, и надежность всего расчета системы подогрева. В настоящее время в Казахстане и за рубежом накоплен материал по этой проблеме, который можно использовать при проектировании систем подогрева.

Заключение

В работе показаны способы перевозки высоковязких нефтепродуктов и конструктивные особенности нефтеналивных танкеров. Выбор оптимальных вариантов технологических схем хранения и транспортировки нефтей. Особенности теплообмена, связанные с физическими свойствами высоковязких нефтепродуктов, граничных и начальных условий.

ЛИТЕРАТУРА

1. Костылев И.И. Подогрев груза на танкерах. Л., Судостроение, 1996.
2. Couchman A.A.Y., Dowie W.F., McClimant W. Heating of High – Viscosity Oil Cargoes. – Trans. Inst. Mar. Eng., 1996.

УДК 622.276

ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ

Воробьев А.Е.

Атырауский университет нефти и газа

В соответствии с наиболее полной и современной классификацией нефтяных залежей, к категории трудноизвлекаемых запасов нефти относятся следующие эксплуатационные объекты [10]:

- залежи нефти в низкопроницаемых (с проницаемостью менее 0,05-0,20 мкм²) и низкопродуктивных, терригенных коллекторах;
- залежи высоковязких (с вязкостью более 30-50 мПа*с) нефтей;

- залежи нефти в карбонатных коллекторах;
- залежи нефти, приуроченные к неоднородным слоистым терригенным коллекторам, характеризующиеся малой (менее 1,5-2 м) нефтенасыщенной мощностью;
- залежи нефти в водонефтяных зонах;
- остаточные запасы нефти в обводненных залежах, находящихся на средней и поздней стадиях разработки;
- залежи нефти с начально-неоднородным и пониженным нефтенасыщением пластов-коллекторов.

Современное развитие нефтедобывающей отрасли России характеризуется определенным ухудшением структуры геологических запасов нефти (рис. 1). Так, с каждым годом увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов, к которым также относятся запасы нефти в низкопроницаемых и трещинно-поровых коллекторах расположенных в отложениях среднего и нижнего карбона [12]. При чем вновь вводимые в эксплуатацию нефтяные месторождения характеризуются довольно сложным геологическим строением и низкой проницаемостью пласта-коллектора, а также повышенной вязкостью нефти, т.е. их запасы относятся к категории трудноизвлекаемых. При этом доля трудно извлекаемых запасов нефти в России постоянно растет и в настоящее время превышает 60 % (в том числе высоковязкие нефти составляют 13 %, а низкопроницаемые коллекторы – 36 %).

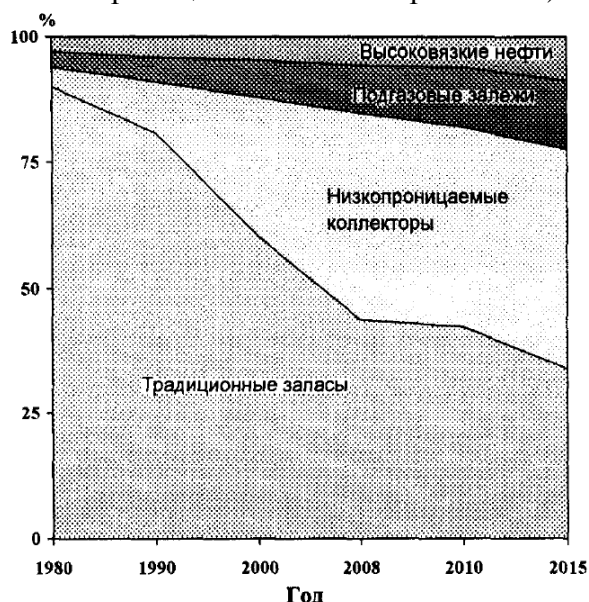
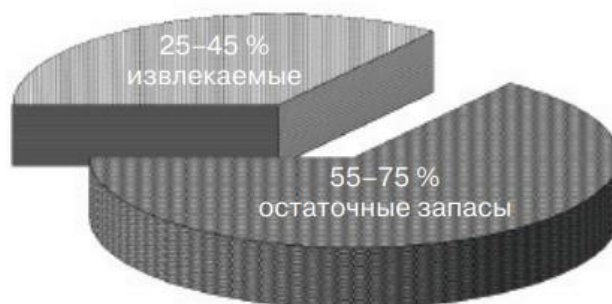


Рисунок 1-Характеристика структуры запасов нефти в РФ [9].

Остаточные запасы сосредоточены в низкопроницаемых прослоях и тупиковых зонах [3]. Они вырабатываются редкой сеткой вследствие сокращения фонда скважин по различным причинам.

Кроме того, эффективность извлечения нефти из нефтеносных пластов на сегодняшний день является неудовлетворительной — средняя конечная нефтеотдача пластов составляет от 25 до 45 %. (рис. 2).



Рисуноу 2 - Соотношение извлекаемых и остаточных запасов нефти [3]

В настоящее время основной технологией разработки нефтяных месторождений в России продолжает оставаться их заводнение: так, с ее применением добывается около 95 % нефти. В результате большинство крупных месторождений России уже вступило в позднюю стадию разработки, когда текущая обводненность их извлекаемой продукции превышает 80 % [1].

Однако традиционные технологии нефтяной добычи не позволяют разрабатывать нефтяные месторождения с трудноизвлекаемыми запасами с высокими темпами извлечения нефти, а их проектный КИН обычно не превышает 0,3 [12]. Так, например, Самотлорское месторождение разрабатывается с применением технологии заводнения нефтяных залежей [8]. В настоящее время обводненность продукции на этом объекте уже превысила 90 %, но достижение планируемой нефтеотдачи здесь так и не было обеспечено.

Данное обстоятельство обусловлено, прежде всего, тем, что при традиционном заводнении значительная часть геологических запасов нефти остается в продуктивном пласте по той причине, что в пористой среде, в районе проявления водонефтяного контакта, благодаря действию капиллярных сил, возникают значительные градиенты капиллярного давления [13]. При чем в продуктивном пласте эти градиенты обычно направлены противоположно направлениям градиентам гидродинамических сил, что приводит к заземлению остаточной нефти в порах вмещающих пород.

Считается, что при традиционном заводнении в период первого полуцикла нагнетаемая вода попадает в поры вмещающих пород низкопроницаемых пропластков. Во втором же полуцикле, при снижении давления, эта вода удерживается здесь за счет капиллярных сил, а нефть при этом вытесняется к добычной скважине.

Одной из основных причин недостаточной эффективности технологий заводнения является высокое количественное соотношение величин вязкостей добываемой нефти и закачиваемой воды. Кроме того, частая и резкая неоднородность продуктивного пласта усиливает неравномерность продвижения фронта вытеснения нефти. В результате в таких резко неоднородных по проницаемости пластах добыча нефти зачастую сопровождается преждевременными прорывами вытесняющего агента по наиболее проницаемым зонам (каналам), что существенно снижает площадь охвата продуктивного пласта вытеснением и величину его нефтеотдачи в целом.

Поэтому весьма актуальными проблемами являются поиск, адаптация и внедрение новых эффективных технологий разработки нефтяных месторождений. Это обусловлено тем, что постоянное усложнение условий рентабельной эксплуатации нефтяных месторождений стимулирует разработку, адаптацию и внедрение новых и совершенствование применяемых технологий увеличения нефтеотдачи [1]. В результате, в последние годы наращивание основных объемов нефтедобычи происходит не столько за счет открытия и ввода в эксплуатацию новых нефтяных

месторождений, сколько путём внедрения инновационных технологий, позволяющих довольно существенно повысить нефтеотдачу действующих добычных скважин.

Так, для улучшения гидродинамической связи продуктивного пласта с добычной скважиной, а также для восстановления исходной проницаемости ПЗП и снижения скин-фактора, применяются различные методы интенсификации добычи нефти [5].

На рис. 3 представлены возможности прироста извлекаемых запасов за счет применения современных МУН.

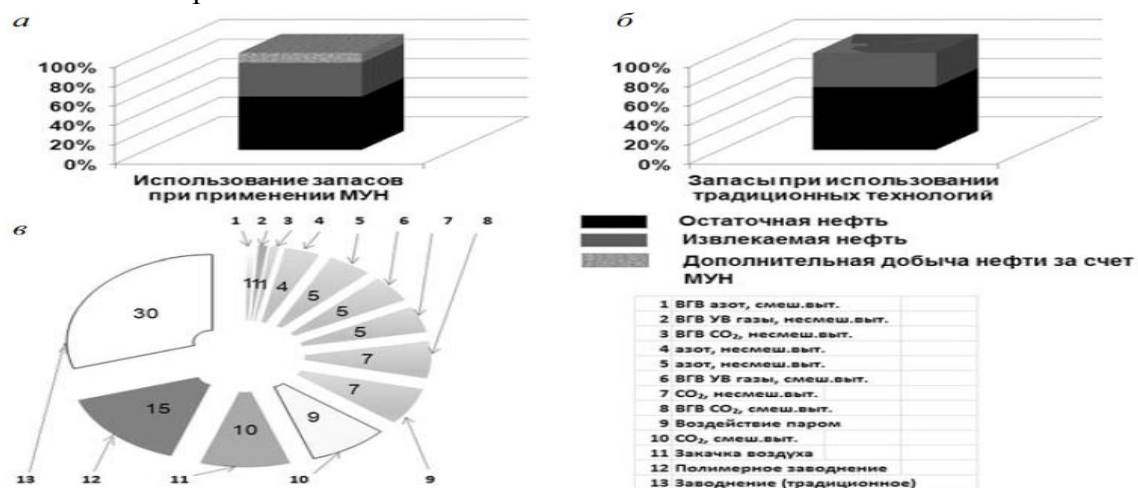


Рисунок 3- Мировой опыт применения различных МУН (данные АО «Зарубежнефть»):

а – дополнительная добыча нефти от использования МУН; *б* – извлекаемые запасы при использовании традиционных методов разработки; *в* – доля дополнительной добычи нефти от различных МУН

В этих условиях особое значение приобретает возможность прироста запасов нефти за счет увеличения значения нефтеотдачи продуктивных пластов [1]. Так, увеличение конечного коэффициента извлечения нефти (КИН) только на 1 % сможет обеспечить прирост ежегодной ее добычи на 20-30 млн. тонн. К настоящему времени, благодаря такому инновационному развитию нефтедобычи, мировые доказанные извлекаемые запасы увеличились в 1,4 раза [6], т.е. на 65 млрд. т, а коэффициент проектной нефтеотдачи – до 0,50.

При этом необходимо отметить, что продуктивность нефтяных скважин зависит как от имеющихся геологических условий и характеристик разрабатываемого месторождения (нефтяной залежи), так от вида и показателей принятых технологий (влияние которых со временем существенно растет).

Наиболее распространены следующие методы воздействия на продуктивные пласты с целью интенсификации режима работы нефтегазовых скважин и повышения величины нефтеотдачи, [10]: закачка реагентов, энергетические, тепловые электромагнитные и электрохимические, физико-химические, волновые, механические и микробиологические – дающие определенный положительный эффект, но их эффективность в разных геологических условиях различна и каждая такая технология имеет определенные ограничения и недостатки.

При этом все известные в настоящее время технологии, применяемые для повышения нефтеотдачи залежей с вязкой и высоковязкой нефтью, подразделить на 3 категории [5]:

1. Увеличивающие величину проницаемости вмещающих пород пласта-коллектора (гидроразрыв пласта, расчистка или образование новых миграционных каналов и др.).

2. Технологии, повышающие значение вязкости вытесняющего агента.

3. Технологии, снижающие значение вязкости вытесняемой нефти.

Данное подразделение позволяет четко разграничить существующие механизмы вытеснения нефти. Так, ко второй группе технологий относится химическое заводнение во всех известных и возможных его модификациях. К третьей группе – разнообразные технологии теплового воздействия, газовые методы, водогазовое воздействие и др.

Среди большого числа таких методов интенсификации нефтепритока в настоящее время ведущее место занимает полимерное воздействие на продуктивный пласт, т.е. полимерное заводнение, т.к. позволяет его увеличить от 5 % до 30 % [11]. В результате дополнительная добыча нефти от применения водорастворимых полимеров уже составляет более 90 % от всей добычи нефти [2].

Отметим, что полимерное заводнение, а также комплексная закачка в продуктивный пласт растворов щелочей, ПАВ и ASP-систем применяются во всем мире уже в течение 20 лет [7].

ЛИТЕРАТУРА

1. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А., Стасьева Л.А., Кувшинов И.В., Козлов В.В. Нефтьевытесняющая композиция ПАВ с регулируемой вязкостью для увеличения нефтеотдачи залежей высоковязких нефтей // Георесурсы N 4. 2016. С. 281-288.

2. Быкадоров Н.У., Каблов В.Ф., Бондаренко С.Н., Кондруцкий Д.А., Жохова О.К. Исследование процесса водоотделения при обработке алюмосиликатов смесью полиакриламида и гидроксохлорида алюминия // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований №2. 2010. С. 32-36.

3. Брюховецкий О.С., Ганин И.П. Повышение нефтеотдачи скважин путем снижения водонасыщенности прискважинной зоны пласта // Известия высших учебных заведений. Геология и разведка N 4. 2011. С. 36-40.

4. Владимиров И.В., Дель Торо Фонсека Д.А., Пичугин О.Н. Изучение эффективности применения технологий полимерного заводнения и водогазового воздействия на залежи высоковязкой нефти с суперколлектором // Нефтепромысловое дело N 11. 2013. С. 17-26

5. Глущенко В.Н., Пташко О.А. Фильтрационные исследования новых кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело N 11. 2014. С. 46-56.

6. Дубинский Г.С., Андреев В.Е., Чибисов А.В. Анализ практики применения газового и водогазового воздействия на низкопродуктивные пласты для увеличения нефтеотдачи // Сборник научных трудов: Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения. Уфа. Издательство: Общество с ограниченной ответственностью "Издательство научно-технической литературы "Монография". 2018. С. 157-167.

7. Житинский А.А. Обзор зарубежного опыта применения физикохимических технологий воздействия на пласт // Академический журнал Западной Сибири N 3 (74). 2018. С. 15-16.(11)

8. Канзафаров Ф.Я., Андреев В.Е., Дубинский Г.С. Анализ применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на Самотлорском

месторождении // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов N 2. 2015. С. 18-24.

9. Максutow P.A., Зацепин B.B. Основные вопросы применения и классификации технологий водогазового воздействия // Нефтепромысловое дело N 12. 2008. С. 16-22. Максutow P.A., Мартынов B.H. Способ увеличения продуктивности нефтяной скважины // Патент РФ на изобретение N 2144135. 2000.

10. Максютин A.B., Хусаинов P.P. Опыт и перспективы применения технологии плазменно-импульсного воздействия на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами нефти // Геология, география и глобальная энергия N 3. 2010. С. 231-235.

11. Нажису, Ерофеев B.И. Исследование и применение технологии полимерного заводнения для повышения нефтеотдачи пластов // Успехи современного естествознания N 11. 2018. С. 420-424.(18)

12. Насыбуллина C.B., Амерханов M.И., Хакимов И.И. Изучение эффективности закачки нефтяного газа в пласты турнейских отложений Тюгеевского нефтяного месторождения // Сборник научных трудов Татнипинефть. М., 2015. С. 161-167.

13. Усманов P.X., Талипов И.Ф. Разработка технико-физического обоснования водогазового воздействия на опытном участке Меретояхинского месторождения с целью увеличения нефтеотдачи // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений N 2. 2009. С. 55-58.

УДК 622.276.6

ОСОБЕННОСТИ ТЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИ АКТИВИРОВАННОЙ ВОДЫ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ

Стреков А.С., Яковлева И.Н.

Институт нефти и газа НАН Азербайджана, г. Баку

Аннотация. Приводятся результаты исследований особенности течения электрохимически активированной воды (ЭХАВ) в пористых средах.

Получено, что при закачке ЭХАВ в пористую среду наблюдается значительное снижение коэффициента подвижности по сравнению с пресной водой. Показано, что при фильтрации ЭХАВ через пористые среды, насыщенные пресной водой, водородный показатель растет до значений близких к закачиваемой ЭХАВ.

Ключевые слова: электрохимически активированная вода, пористая среда, проницаемость, характер течения, взаимодействие с пористой средой.

В последние годы в нефтедобывающей промышленности для увеличения нефтеотдачи пластов и интенсификации добычи нефти наблюдается применение вод различной минерализации, подвергнутых электрохимическому воздействию (ЭХВ).

Как отмечается в работах [1,2,3], в основе ЭХВ на минерализованную воду лежат электролиз водных растворов и сопутствующие электрохимические процессы. Особенности ЭХВ определяются электродными процессами. Жидкость, непосредственно соприкасаясь с поверхностью анода или катода, переходит в метастабильное состояние. В результате происходит изменение её свойств (химического состава, концентрации ионов водорода – рН, окислительно-восстановительного потенциала микрокластерной структуры). Находящиеся в растворе ионы Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- и CO_3^{2-} отталкиваются отрицательным электродом (катодом) и притягиваются к положительному электроду (аноду) и поэтому их называют анионами. Положительные

ионы Na^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} , Fe^{3+} - наоборот притягиваются к отрицательному электроду и называются катионами. Так как это происходит в водной среде, то кроме выше перечисленных ионов в растворе существуют ионы водорода - H^+ и гидроксильной группы - OH^- . В результате катодное пространство обогащается ионами щелочно-земельных металлов и гидроксильной группы, т.е. образуется щелочная среда, а анодное пространство обогащается ионами кислотной группы и водорода, в результате вокруг анода образуется кислотная среда.

Таким образом, одним из основных преимуществ ЭХВ является то, что минерализованная вода без добавок в нее химических реагентов превращается в активный водный раствор с кислотными (анолит) или щелочными (католит) свойствами.

Многими исследователями [2,3,4,5,6] изучены процессы, происходящие в водах различной минерализации при ЭХВ, дан механизм этих процессов. Показано, что свойства минерализованных вод, подвергнутых ЭХВ, определяются величиной подаваемого на электроды напряжения, временем воздействия, материалами электродов, составом и минерализацией вод. В тоже время характер течения ЭХАВ в пористых средах нефтяных коллекторов исследован ещё недостаточно полно, что сдерживает широкое применение ЭХАВ в нефтедобыче.

Экспериментальные исследования изучения особенностей течения ЭХАВ в пористых средах проводились на линейной модели пласта, набитой кварцевым песком, длиной 102,5 см, внутренним диаметром - 2,6 см. Эксперименты проводились следующим образом. В начале определялась воздухопроницаемость модели пласта, которая составляла в одном случае 2,5, а во втором – 3,3 мкм^2 . Затем модель пласта вакуумировалась и насыщалась пресной водой. Проницаемость модели пласта по воде составляла 1,22 и 2,68 мкм^2 .

После насыщения пористой среды пресной водой и определения изменения её проницаемости и водородного показателя пресной воды во времени через неё прокачивали ЭХАВ (в нашем случае католит). При фильтрации католита также определяли изменение проницаемости пористой среды и водородного показателя на выходе из модели пласта. Пресную и электрохимически активированную воду закачивали в модель пласта при постоянном перепаде давления $\Delta P = 0,5$ МПа. ЭХАВ получали из пресной воды путем пропускания электрического тока в электролизере, описание которого приведено в [5]. рН электрохимически активированной воды был 10,2.

Результаты экспериментов представлены на графиках изменения коэффициента подвижности $\lambda = k/\mu$ и водородного показателя рН во времени (рис.1 и 2) при фильтрации через пористую среду пресной воды и ЭХАВ. Где k - проницаемость (мкм^2) пористой среды для пресной и электрохимически активированной воды, μ - вязкость (мПа·с) для этих же вод.

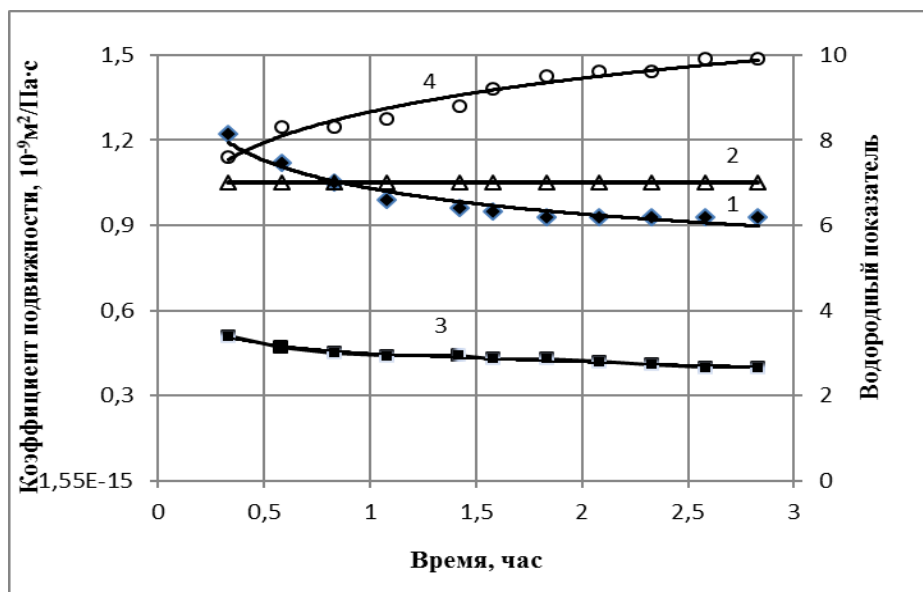


Рисунок 1– Изменение коэффициента подвижности и водородного показателя во времени для пористой среды с исходной проницаемостью $1,22 \text{ мкм}^2$:
 1,2 – соответственно коэффициент подвижности и водородный показатель для пресной воды;
 3,4 – соответственно коэффициент подвижности и водородный показатель для электрохимически активированной воды

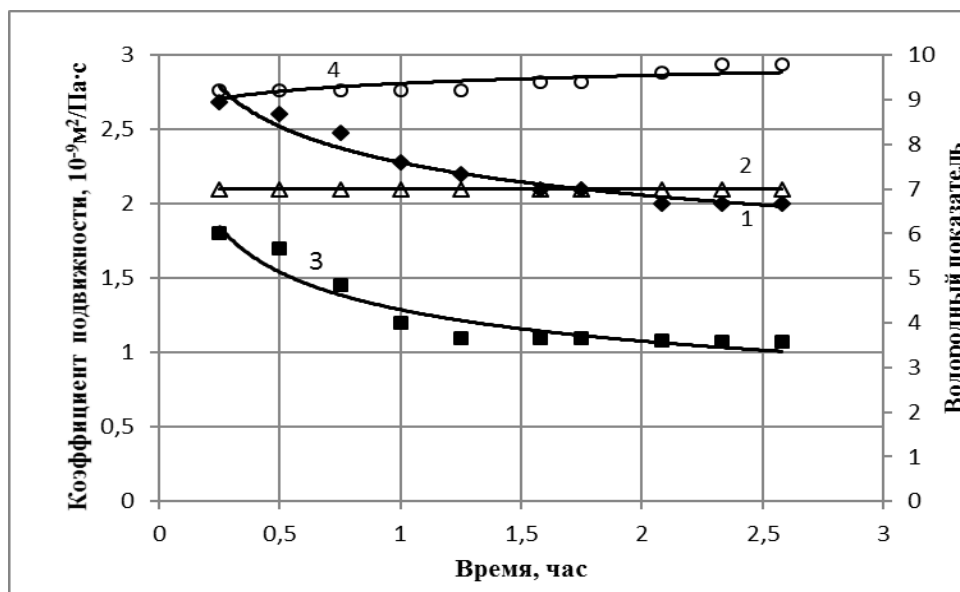


Рисунок 2 – Изменение коэффициента подвижности и водородного показателя во времени для пористой среды с исходной проницаемостью $2,68 \text{ мкм}^2$:
 1,2 – соответственно коэффициент подвижности и водородный показатель для пресной воды;
 3,4 – соответственно коэффициент подвижности и водородный показатель для электрохимически активированной воды

Как видно из графиков, при течении ЭХАВ через модель пласта по сравнению с

течением пресной воды наблюдаются значительное снижение коэффициента подвижности. Причем для менее проницаемых пористых сред снижение коэффициента подвижности ЭХАВ по сравнению с пресной воды больше, чем для более проницаемых (ср. рис. 1 и 2). Так, для пористых сред проницаемостью $1,22 \text{ мкм}^2$ снижение коэффициента подвижности ЭХАВ по сравнению с пресной водой наблюдается более чем в три раза (см. рис.1 кр.1 и кр.3), а для пористых сред проницаемостью $2,68 \text{ мкм}^2$ снижение коэффициента подвижности - в 1,5 раза (см. рис.2 кр.1 и кр.3).

Водородный показатель при фильтрации пресной воды через пористые среды не изменяется и не зависит от проницаемости (см. рис.1, 2 кр. 2).

При фильтрации ЭХАВ через пористые среды, насыщенные пресной водой, водородный показатель растет во времени от значений близких к значению пресной воды до значений близких к закачиваемой электрохимически активированной воды и зависит от проницаемости.

Такое уменьшение коэффициента подвижности ЭХАВ и изменение водородного показателя по сравнению с пресной водой связано с несколькими причинами. Во-первых, как показано в работе [3], вода после ЭХВ лучше смачивает породу по сравнению с водой, не подвергнутой ЭХВ и, следовательно, заполняя более мелкие поры и капилляры, вытесняет содержащуюся там пресную воду. В связи с этим, при фильтрации ЭХАВ из-за вытеснения пресной воды из пористой среды и разбавления её водородный показатель растёт, растёт водонасыщенность породы и площадь фильтрации. Причем, для менее проницаемых пористых сред эта зависимость проявляется более ярко (см. рис.2,3 кр. 4). Во-вторых, при движении ЭХАВ через пористые среды происходит закупоривание пор осадками от ЭХВ [2]. Эти две причины (рост площади фильтрации и закупорка пористой среды) приводят к снижению коэффициента подвижности при движении ЭХАВ через пористые среды по сравнению с пресной водой.

Проведенные экспериментальные исследований особенностей течения ЭХАВ в пористых средах показали, что при применении электрохимически активированной воды наблюдаются значительное снижение её коэффициента подвижности по сравнению с течением пресной воды. Для пористых сред проницаемостью $1,22 \text{ мкм}^2$ снижение коэффициента подвижности ЭХАВ по сравнению с пресной воды наблюдается более чем в три раза, а для пористых сред проницаемостью $2,68 \text{ мкм}^2$ снижение коэффициента подвижности - в 1,5 раза.

Таким образом, установлена возможность использования ЭХАВ для регулирования подвижности рабочих агентов при воздействии на пласт.

ЛИТЕРАТУРА

1. Кирин Л.В. 2004. Воздействие активационной обработки на эксплуатационные характеристики глинистых дисперсий, применяемых в нефтедобыче: Дис...кандидата технических наук. – Казань. – 149 с.
2. Курамшин Ю. Р. 2007. Разработка технологий интенсификации добычи нефти на основе электрохимического и ионно плазменного воздействия на минерализованные воды: Дис...кандидата технических наук. – Уфа, – 152 с.
3. Мугатабарова А. А. 2012. Исследование влияния электрохимической активации минерализованных вод на фильтрационные характеристики насыщенных пористых сред: Дис...кандидата технических наук. – Уфа, – 126 с.
4. Стреков А.С., Мамалов Е.Н., Мовсумзаде А.А. 2009. Некоторые вопросы использования электрохимически активированных природных вод для интенсификации процесса добычи нефти. Известия НАНА сер. Науки о Земле, 4, 23-26.

5.Стреков А.С., Мамалов Е.Н., Яковлева И.Н., Абасов В.В. 2010. К вопросу использования электрохимически активированных вод для интенсификации процесса добычи нефти. Научное обозрение, 4, 8-13.

6.Стреков А.С., Мамалов Е.Н., Мовсумзаде А.А., Яковлева И.Н. 2013. О возможности повышения нефтеотдачи пластов электрохимически активированной водой. Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2, 23-26.

УДК 622.276.6

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАЗАХСТАНА

Стреков А.С., Койлыбаев Б.Н.

Институт нефти и газа НАН Азербайджана, г. Баку

Аннотация. Приведены результаты экспериментальных исследований реологических характеристик композиции на основе полимера FP-307 с ацетатом хрома.

Получено, что в зависимости от вида деформации объемной или сдвиговой исследуемые композиции могут проявлять вязкостные или упругие свойства. Для успешного применения композиции полимер FP-307- ацетат хрома в промышленных условиях необходим правильный выбор параметров осуществляемого процесса.

Ключевые слова: реологические характеристики, полимерные растворы, упругие свойства, минерализованная вода, месторождение Каражанбас.

Основной проблемой месторождений Казахстана с точки зрения применимости физико-химических технологий повышения нефтеотдачи пластов является весьма вязкая пластовая нефть, обуславливающая высокие соотношения вязкостей пластовой нефти и закачиваемой воды.

Практика разработки нефтяных месторождений Казахстана показала, что одной из эффективных технологий повышения нефтеотдачи пластов, является создание потокоотклоняющих барьеров в промытой части пласта с очень высокими реологическими свойствами

Наиболее эффективными при этом оказались технологии полимерного заводнения и его модификации, основанные на применении водорастворимых полимеров (СПС-сшитые полимерные составы). Полимеры получили широкое применение в потокоотклоняющих технологиях благодаря их свойству при незначительных концентрациях оказывать селективное сопротивление движению воды в пористой среде без заметного снижения фазовой проницаемости для нефти [1,2,3,4,5]. Сущность потокоотклоняющей технологии (ПОТ)на основе полимерных растворов состоит в изменении проницаемостной неоднородности пластов, регулировании направления фильтрационных потоков [1,5, 6, 7,8 и т.д.]. В результате их использования в разработку оказываются вовлеченными застойные зоны с повышенной нефтенасыщенностью, наблюдается сокращение объемов попутно добываемой воды, повышается рентабельность добычи нефти.

Известно, что эффективное применение полимерных растворов зависит от влияния различных факторов: молекулярного веса, концентрации полимера в растворе, скоростей фильтрации, проницаемости пласта, а также такого важного параметра как реологические свойства полимерных растворов. Изучение реологических свойств полимерных растворов позволяет обосновывать и предлагать к практической реализации эффективные комплексные технологии повышения нефтеотдачи при

эксплуатации рассматриваемых нефтяных месторождений.

В проектах по разработке пластов применительно к месторождению Каражанбас по методу ПОТ в качестве полимерного реагента использовался реагент производства фирмы «SNF» - марки «FP-307». Данный полимер обладает оптимальными технологическими свойствами, однако для эффективного применения полимера в условиях месторождений Казахстана необходимо изучение его реологических характеристик.

Растворимость полимера в закачиваемой воде является важным параметром, который необходимо учитывать при составлении программ и планов работ при реализации технологии выравнивания профиля приемистости на конкретном месторождении. Растворимость полимера в воде характеризуется скоростью и полнотой растворения, и зависит, прежде всего, от его молекулярного строения, а также от дисперсности порошка реагента.

Растворимость образца полимера FP-307 исследовали в закачиваемой воде месторождения Каражанбас. Концентрация полимера в растворе составляла 0,5%. На рисунке 1 представлен график кинетики растворения полимера FP-307, оцененной по нарастанию вязкости во времени. Как видно из рис.1, после 200 мин наблюдается практически полное растворение полимера в исследуемом растворителе.

Вязкость полимерных растворов существенным образом зависит от скорости сдвига. Исследования реологии растворов полимеров проводились в диапазоне скоростей сдвига 0,61-122,0 с⁻¹ с использованием вискозиметра Брукфильда.

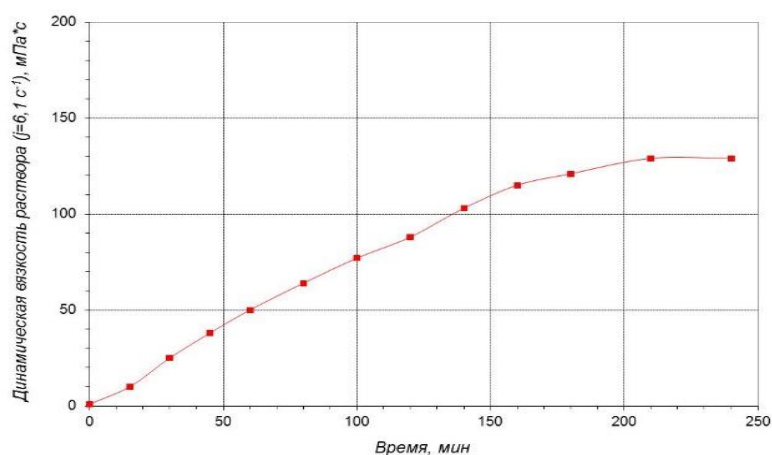


Рисунок 1 - Кинетика растворения полимера FP-307 при $t=25^{\circ}\text{C}$

Диапазон концентраций полимера в растворах составлял от 0,3 до 0,5%. Для повышения закупоривающих свойств полимерного раствора применялся ацетат хрома в диапазоне 0,03-0,05%. Растворителем являлась закачиваемая вода с месторождения Каражанбас. Зависимости кривых течения и вязкости сшитых растворов полимера FP-307 на закачиваемой воде от скорости сдвига при температуре 30°C представлены на рис 2,3.

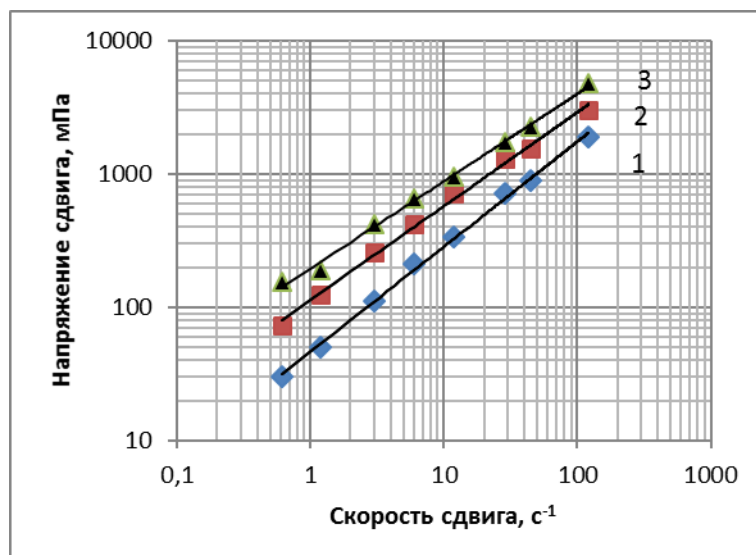


Рисунок 2 - Кривые течения сшитого раствора FP-307 (концентрацией 1 - 0,3%, 2-0,4%, 3-0,5%) в закачиваемой воде месторождения Каражанбас

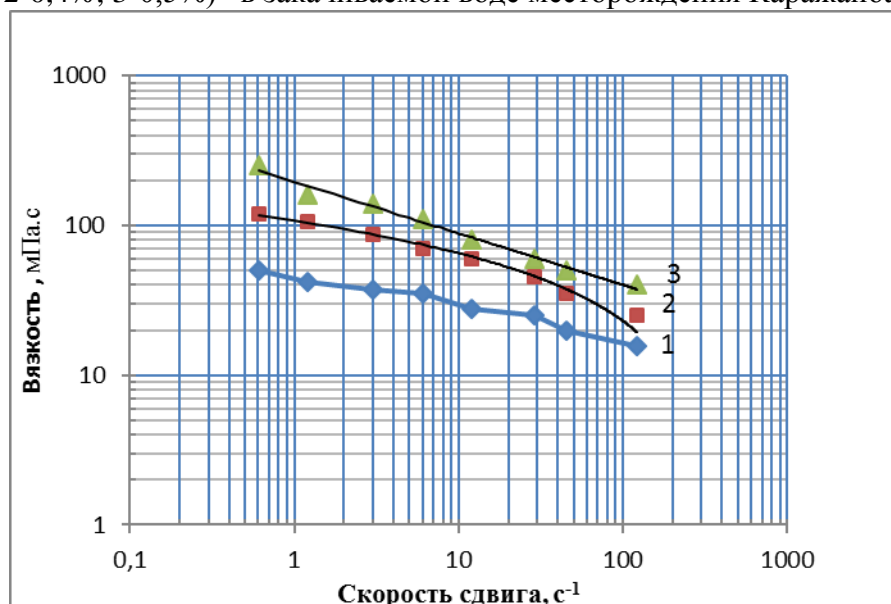


Рисунок 3 - Зависимость сшитого раствора FP-307 (концентрацией 1 - 0,3%, 2-0,4%, 3-0,5%) в закачиваемой воде месторождения Каражанбас.

Обработка кривых течения согласно степенной зависимости ($\tau = k \cdot \dot{\gamma}^n$, где τ - напряжение сдвига, мПа; k - коэффициент консистенции, мПаⁿ; $\dot{\gamma}$ - скорость сдвига, с⁻¹; n - показатель течения) [5] показала, что композиции растворов полимера FP-307 с ацетатом хрома в вискозиметрическом истечении проявляют псевдопластические свойства ($n < 1$) см табл. Исходя из псевдопластических свойств вязкость сшитых растворов полимера FP-307 с увеличением скорости снижается (см. рис.3).

Кинетику гелеобразования изучали с помощью прибора «Релаксометр». Это устройство позволяет проводить оценку времени релаксации в полимерных системах при воздействиях силового поля, возникающего вследствие интенсивного продольного растяжения образца композиции. Принцип действия прибора основан на формировании нити из образца и последующей оценки времени жизни нити как характеристики релаксационных процессов.

Исследования на время гелеобразования проводили при температуре 30⁰С в диапазоне концентраций полимера 0,3 – 0,5%. Ацетат хрома брали в диапазоне 0,03-0,05%.

Результаты экспериментов по определению времени гелеобразования в композициях «полимер-сшиватель» представлены в таблице.

Таблица 1 - Время гелеобразования и показатели течения в полимерных композициях (Т= 30⁰С)

Состав композиции	Показатель течения	Время гелеобразования, час
Сп= 0,3% Сах=0,03%	0,656	34,5
Сп= 0,4% Сах=0,04%	0,704	27,8
Сп= 0,5% Сах=0,05%	0,788	23,2

Как видно из представленных данных с увеличением концентрации полимера в композициях «полимер-сшиватель» времени гелеобразования сокращается.

Таким образом, проведенные эксперименты показали, что полимер марки FR-307 хорошо совместим с минерализованной водой месторождения Каражанбас. Композиции на основе исследованного полимера FR-307 с ацетатом хрома в качестве сшивателя в зависимости от вида деформации объемной или сдвиговой могут проявлять вязкостные или упругие свойства. Поэтому для успешного применения композиции полимер FR-307- ацетат хрома в промышленных условиях необходим правильный выбор объекта и параметров осуществляемого процесса.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абасов М.Т., Стреков А.С., Эфендиев Г.М. Повышение эффективности ограничения водопритоков в нефтяных скважинах. – Баку, «Nafta-Press», 2009. - 256 с.
2. Булгаков Р.Т., Газизов А.Ш., Габдуллин Р.Г., Юсупов И.Г. Ограничение притока пластовых вод в нефтяные скважины - М.: Недра, 1976. –175 с.
3. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. - М.: Недра, 1978. - 207 с.
4. Григоращенко Г.И., Зайцев Ю.В., Кукин В.В., Мамедов Ю.Г., Мирзаджанзаде А.Х., Хасаев А.М., Швецов И.А. Применение полимеров в добыче нефти. – М.: Недра, 1978. – 213 с.
5. Мартос В.Н. Применение полимеров в нефтедобывающей промышленности (ОЗЛ). - ВНИИОЭНГ, Москва. 1974. – 96 с.
6. Гиматулинов Ш.К. Физика нефтяного пласта. М.: Недра, 1974. – 312 с..
7. Гумерский Х.Х., Горбунов А.Т., Жданов С.А., Петраков А.М. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия // Нефтяное хозяйство. – 2000. - №12. – С.12-15.
8. Закиров С.Н. Анализ проблемы «Плотность сетки скважин – нефтеотдача» - М.: Грааль, 2002. - 314 с.

СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ ДОЛОТ И ОЦЕНКА ИХ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Эфендиев Г.М., Кирисенко О.Г., Пиривердиев И.А.

Институт Нефти и Газа Национальной Академии наук Азербайджана, г. Баку

Аннотация. Выполнен анализ результатов работы долот по показателям механической скорости и стоимости метра проходки. Возможны случаи принятия ошибочных решений при оценке влияния режимных параметров и типов долот на показатели бурения. В связи с этим доклад посвящен анализу результатов бурения скважин различными типами долот и оценке риска принятия ошибочных решений.

Ключевые слова: механическая скорость, стоимость метра проходки, риск, вероятность, последствия, кластер-анализ.

Введение. При принятии и реализации технико-технологических решений в различных процессах, в т.ч. и процесса бурения скважин, существенную роль играет учет и анализ риска принятия неправильных решений и связанного с ним неблагоприятного исхода. Под риском здесь следует понимать возможность возникновения в процессе реализации решений неблагоприятных последствий, выраженных в виде временных или (и) финансовых потерь. Реализация решений в процессе бурения или осуществлении какого-то этапа, в частности, выбора долот, режимных параметров, оценки плотности бурового раствора, спуска обсадной колонны и др., имеет ряд особенностей. Основными особенностями, на наш взгляд, являются: наличие большого количества факторов, т.е. зависимость качества выполняемых работ от природных горно-геологических, технических, технологических факторов; неопределенность (размытость границ отдельных категорий рисков, многофакторность, неточность); постоянное изменение экономических показателей месторождения в районе ведения буровых работ; рост себестоимости материалов, необходимых при проведении тампонажных работ, работ по спуску обсадных колонн, реализации гидравлической программы. Реализация рассматриваемых проектов предполагает значительную неопределенность ожидаемых результатов и требует разработки мер по снижению рисков еще на стадии планирования работ с учетом неопределенности. Оценка риска носит комплексный характер и должна производиться на каждом этапе производства буровых работ.

Идентификация рисков. Процесс идентификации рисков состоит из следующих этапов: статистический анализ данных о бурении скважин, который состоит из сбора данных о геологических условиях и рассматриваемых событиях, процессе и обработки этих данных; анализ рисков, включающий идентификацию последствий и вероятностей их возникновения соответственно; анализ результатов; мероприятия по снижению риска. Оценка риска реализации проекта тесно связана с готовностью ЛПР (лица, принимающего решение), идти на риск в связи с реализацией проекта [1]. Как отмечается в ряде работ [2-6], в процессе принятия конкретного решения лицу, принимающему решения, целесообразно различать и выделять определенные области (зоны риска) в зависимости от уровня возможных (ожидаемых) потерь. Попыткой восполнения существующих пробелов в этом направлении является привлечение дополнительной информации и разработка на этой основе различного рода так называемых шкал риска, позволяющих производить классификацию риска потерь в результате принятия ошибочных решений. В литературе также отсутствует

единый подход к формулировке критериев оценки и построения шкалы риска. Многообразие показателей, посредством которых осуществляется количественная оценка риска, порождает в свою очередь также и многообразие шкал риска, являющихся своего рода рекомендациями при определении приемлемости того или иного уровня риска. Так, на основании обобщения результатов исследований многих авторов по проблеме количественной оценки экономического риска, в [7] приведена эмпирическая шкала риска, которую рекомендуют применять предпринимателям при использовании ими в качестве количественной оценки риска вероятности наступления рискованного события. В [8] приведена шкала, которая дает оценку степени риска при использовании в качестве количественного критерия риска параметров нормального распределения, т.е. среднего ожидаемого значения и среднеквадратического отклонения как меры изменчивости (колеблемости) возможного результата. Для оценки приемлемости отклонения используется коэффициент вариации, т.е. отношение среднеквадратического отклонения к среднему значению. При этом приводятся следующие шкалы колеблемости (риска) коэффициента вариации: до 0,1 - слабая; от 0,1 до 0,25 - умеренная; свыше 0,25 - высокая. По мнению практически всех авторов, в границах коэффициента, определяющего риск, от 0,3 до 0,7 находится зона повышенного риска. Принятие решений о реализации рискованного мероприятия в границах этой зоны определяется величиной возможного выигрыша, в случае, если нежелательный исход (рискованное событие) не произойдет, и склонностью к риску лиц, принимающих решение. Как видно из рассмотрения отмеченных работ, риск характеризуется вероятностью. Однако при анализе риска наряду с вероятностью нежелательного исхода производится градация по степени тяжести. В связи с этим в ряде работ с осуществлением вероятностного подхода производится оценка риска на основе взаимосвязи между вероятностью и последствиями.

Один из основных принципов оценки риска был сформулирован в 1967 году Фармером [9]. Согласно данному принципу строится взаимосвязь между частотой (вероятностью) аварий (или нежелательных событий вообще) и их последствиями. При этом предложена зависимость между средним количеством выброса радиоактивных веществ в атмосферу и вероятностью настоящего события в виде гиперболической кривой, которая названа граничной, или кривой постоянного риска (она называется по имени автора - «кривая Фармера» [5]. Настоящая кривая делит координатную плоскость на две области и позволяет отделить область недопустимого, большого риска, расположенную выше и правее линии постоянного риска, от области допустимого риска, расположенной ниже и левее упомянутой линии. Впоследствии данный метод был использован при оценке также и риска аварий, возникающих при бурении скважин [2,3].

Как известно, к значительному ухудшению показателей бурения скважин приводят также неправильно выбранные тип долота и режимные параметры, параметры бурового раствора: скорость проходки падает, а стоимость метра проходки увеличивается. Другими словами, несоответствие типов долот и режимных параметров свойствам разбуриваемых пород связано с риском потерь времени и средств. Как уже отмечалось, степень риска характеризуется вероятностью (частотой) неправильных по тем или иным причинам решений и их последствиями. В литературе имеется достаточно сведений о таком подходе к оценке риска [4, 5]. В литературе в зависимости от степени неопределенности различают ситуации риска и ситуации неопределенности. При этом ситуация риска, являясь также разновидностью неопределенной ситуации, характеризуется тем, что в процессе реализации каждого действия могут быть получены различные результаты, вероятность которых известна или может быть оценена [6]. На методы принятия решений в условиях риска существенным образом накладывает отпечаток многообразие критериев и показателей, посредством которых оценивается уровень риска, и, как уже отмечалось, при этом принимаются решения как в условиях статистической, так и нестатистической неопределенности. Поэтому традиционные методы анализа и оценки рисков,

основывающиеся лишь на вероятностных методах, с методологической точки зрения не совсем адекватны, в связи с чем в данных ситуациях более правильным и удобным является использование подходов, основанных на применении теории нечётких множеств.

Анализ и оценка риска принятия ошибочных решений. Руководствуясь общими методическими подходами, нами на основе вероятностно-статистического и нечёткостного анализа информации о работе долот в различных условиях сделана попытка оценки риска. Для этого вначале были построены зависимости частоты появления различного уровня значений обобщённого показателя, принятого в качестве оценки последствий, от его значений, т.е. матрица «частота-последствия», или как иначе называют её в литературе, кривая постоянного риска. Такие кривые строятся для каждого выделенного на основе анализа однородного интервала бурения. На рисунке 1 в качестве примера показана одна из таких кривых. На основе анализа частот появления различных значений показателей бурения и последствий проводится классификация рисков по категориям. С целью оценки риска от несоответствия техники и технологии геологическим условиям при бурении скважин с учётом положений, отмеченных в различных, в частности, отмеченных выше исследованиях, нами предлагается следующий подход: сбор и статистическая обработка данных;

- проведение классификации по комплексу признаков, характеризующих показатели бурения;
- объединение признаков в единый параметр, с учётом весового вклада каждого признака следующим образом:

$$N = \alpha v + (1 - \alpha) c, \quad (1)$$

где N -обобщённая характеристика эффективности, α -весовой коэффициент скорости проходки, а для стоимости проходки весовой коэффициент будет равен $(1 - \alpha)$; v - механическая скорость; c -стоимость метра проходки;

- построение зависимости частоты значений последствий от параметра, характеризующего последствия (обобщённой характеристики последствий);
- аппроксимация данной зависимости;

Эта зависимость для рассмотренного случая аналитически аппроксимируется следующим образом:

$$p = 0,1429N^{-0,853} \quad (2)$$

- анализ и интерпретация.

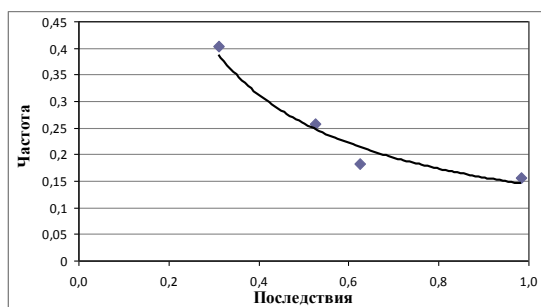


Рисунок 1- Взаимосвязь между частотой неправильно принятых решений и обобщённым показателем последствий (кривая постоянного риска).

В процессе такого анализа производится также классификация вероятностей (частот), последствий и рисков. Риск рассчитывается как произведение вероятности возникновения аварийной ситуации на обобщённую характеристику последствий, с показателем степени, равным степени гиперболической зависимости, описывающей кривую риска. По собранным фактическим данным и результатам прогнозных расчётов

показателей бурения различными долотами при разных режимных параметрах предварительно проведена статистическая обработка с анализом законов распределения. Анализу были подвергнуты значения механических скоростей и стоимостей метра проходки. По этим значениям с применением программы кластер-анализа массив разделён на четыре класса. Для этого была использована программа нечёткого кластер-анализа [10]. С помощью приведённого выше выражения рассчитывается обобщённый показатель эффективности. Далее для каждого кластера находится количество данных, входящих в него (частота) и строится кривая риска. Ранее применительно к авариям в бурении были изложены результаты аналогичного анализа и приведены значения отмеченных интервалов, соответствующая частота аварий, материальные затраты, а также рассчитанные значения рисков [2]. Реализация данной программы позволяет с помощью функций принадлежности отнести данные к тому или иному классу [3]. Выделенные таким образом кластеры показывают степень тяжести последствий от неправильно принятых решений, которая в нашем случае может быть выражена с помощью следующих слов: очень низкие, низкие, нормальные, наилучшие. Степень тяжести заключается в непроизводительных затратах времени и средств. Такая оценка риска способствует наиболее обоснованному выбору техники и технологии бурения скважин, а также планированию необходимых мероприятий по снижению риска ещё на стадии проектирования, позволяя наиболее правильно спланировать распределение материальных средств. В таблице 1 показана выборка из данных о значениях признаков для каждого класса. Исходя из того, что последствия аварий выражаются двумя признаками, при анализе и оценке риска целесообразно их одновременное использование. В связи с этим нами предлагается рассмотрение обобщённого показателя, выражающего последствия аварий, снижения скорости, увеличения стоимости и таким образом одновременно учитывающего как затраты времени на непроизводительные операции, так и связанные с этим потери средств. В таблице 2 приведено качественное и количественное соответствие вероятностей принятия неправильных решений.

Таблица 1 - Выборка из данных о значениях признаков для каждого класса.

Классификационные признаки		Функция принадлежности			
Механич. скорость	Стоим. 1м проходки	Кластеры			
в относительных единицах		1	2	3	4
0,611815	0,536928	1	0	0	0
0,559260	0,500305	0,985	0,0114	0,0024	0,0012
0,745335	0,609036	0,9573	0,0066	0,0046	0,0315
0,106381	0,378291	0,0384	0,7074	0,2457	0,0084
...

При оценке случаев приемлемости риска с помощью результатов статистического анализа находится вероятность, оцениваются результаты, количественно характеризующие последствия, точка наносится на координатную плоскость рис. 1, и по ее положению относительно кривой постоянного риска оценивается приемлемость (или неприемлемость) риска. На рисунке 2 показана зависимость частоты (вероятности) неправильно принятых решений от обобщённого показателя последствий с нанесенными на координатную плоскость точками (красные точки).

Таблица 2 - Качественные и количественные оценки вероятности (частоты) последствий неправильного принятия решений по выбору долот и режимных параметров

Категории вероятности (частоты) события	Качественное определение	Количественная оценка
Частые	Потери из-за ошибочных технологических решений-довольно частое событие	$>0,45$
Вероятные	Потери, связанные с ошибочным решением-событие, происходящее несколько раз	$0,30-0,45$
Возможные	Возможно, могут иметь место случаи ошибочных решений, но не часто	$0,15-0,30$
Редкие	Ошибочное решение является редким, но всё же не исключается	$<0,15$

Результаты расчётов значений риска с учётом разных вариантов значений обобщённого показателя последствий и соответствующих вероятностей приведены в таблице 3. Для этого параметр $N^{0,853}$ умножается на отмеченную вероятность. С целью дальнейшей классификации рисков аварий данный показатель риска был рассчитан для всех возможных вариантов сочетаний последствий и вероятностей.

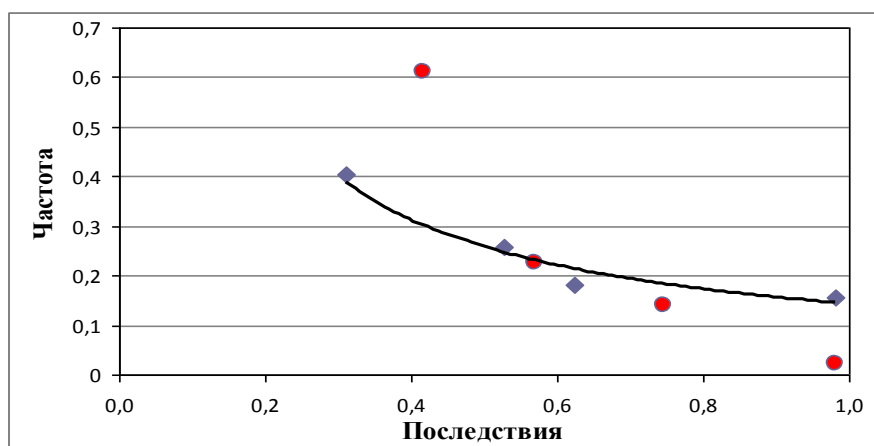


Рисунок 2- Зависимость частоты неправильно принятых решений от обобщённого показателя последствий (кривая постоянного риска).

Таблица 3 - Взаимное соответствие последствий и вероятностей

Показатели (категории последствий)	Категории вероятности (частоты) события			
	Частые	Вероятные	Возможные	Редкие
Очень низкие	0,397	0,254	0,179	0,154
Низкие	0,270	0,173	0,122	0,105
Нормальные	0,233	0,149	0,105	0,091
Наилучшие	0,149	0,095	0,067	0,058

Отмеченные выше категории степени тяжести ошибочно принятых решений (последствия) характеризуются следующим образом.

Таблица 4 - Результаты классификации последствий.

Классификационные признаки		Степень тяжести последствий (показатели)	Кластер
Механическая скорость	Стоимость 1м проходки		
в относительных единицах			
0,127-0,405	0,116-0,518	очень низкие	3
0,152-0,485	0,542-0,892	низкие	2
0,399-0,867	0,331-0,575	нормальные	1
0,436-0,936	0,052-0,119	наилучшие	4

Для характеристики вероятности (частоты) нежелательных последствий в связи с ошибочно принятыми решениями целесообразно использовать не только количественные, но и качественные оценки. Категории вероятностей и последствий указаны в таблицах 2 и 4. Выше было отмечено, что участок, расположенный выше, относительно кривой постоянного риска, является зоной недопустимого (неприемлемого) риска, а ниже - расположена зона допустимого (приемлемого) риска. Однако и в данном случае могут иметь место различные градации риска, то есть точки, попавшие в область недопустимого риска, не всегда будут относиться к одной категории риска. Согласно классификации рисков, в пределах каждой из этих зон также выделяются разные категории рисков.

Таким образом, предложен вероятностно-нечеткий подход к оценке риска принятия ошибочного решения с учетом многокритериальности условий принятия решений, включающий классификацию вероятностей ошибочных решений, их последствий и возникающих при этом рисков.

Работа выполнена в рамках проектов 01KQIT-18LR и 07LR-AMEA.

ЛИТЕРАТУРА

1. Крушвиц Л. Инвестиционные расчеты. – СПб: Питер, 2001. – 432 с.
2. Эфендиев Г.М., Джафаров К.А. Анализ аварий при бурении и оценка риска их возникновения // Известия НАН Азербайджана, науки о Земле. - 2008. - №3. - С. 52-55.
3. Хисметов Т.В., Эфендиев Г.М., Джафаров К.А., Абдиров А.А. Анализ и оценка степени риска аварий при бурении скважин // Нефтяное хозяйство. - 2009. - №10.
4. Караев Р.Н. Выживание на море. - Баку: Элм, 2000. - 192 с.
5. Хенли Э.Дж., Кумамото Х. Надежность технических систем и оценка риска. Пер. с англ. В.С. Сыромятникова, Г.С. Деминой. Под общ. ред. В.С. Сыромятникова – М.: Машиностроение, 1984. – 528 с.
6. Гранатуров В.М. Экономический риск: сущность, методы измерения, пути снижения: Учебное пособие. – М.: Издательство «Дело и Сервис», 1999. – 112 с.
7. Лапуста М.Г., Шаршукова Л.Г. Риски в предпринимательской деятельности. – М.: ИНФРА-М, 1998.
8. Балабанов И.Т. Риск – менеджмент. – М.: Финансы и статистика, 1996.
9. Farmer, F.R. ed.. Siting criteria - a new approach. In Containment and siting nuclear power plants // International Atomic Energy Agency. - Vienna, 1967. - P. 303 - 329.
10. Bezdek J.C., Ehrlich and Full W. The fuzzy c-means clustering algorithm // Computers and Geosciences. - 1984. - N10. - P. 191-203.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАБУРУНЬЕ

Койлыбаев Б.Н.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
им.Ш. Есенова

Аннотация. Полимерное заводнение является одним из высокоэффективных методов физико-химического воздействия на продуктивный пласт. Основное свойство полимеров заключается в загущении воды, что приводит к уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.

Ключевые слова: нефть, пласт, горизонт, объект разработки, полимер

Введение. Полимерное заводнение относится к химическим технологиям повышения нефтеотдачи. Метод заключается в растворении в закачиваемой воде полимера с целью увеличения ее вязкости, а также повышения степени охвата коллектора углеводородов процессом вытеснения. Получаемое увеличение вязкости, а также уменьшение проницаемости по водной фазе, которое происходит при использовании некоторых полимеров, является причиной более низкого отношения подвижностей. Уменьшение отношения подвижностей влияет на коэффициент вытеснения и коэффициент охвата по объему. Как правило, полимерное заводнение бывает экономически выгодным только в тех случаях, когда отношение подвижностей при обычном заводнении высоко, неоднородность пласта большая или отмечается сочетание этих двух факторов [1-2].

Водорастворимые полимеры, находясь в соляном растворе, разворачиваются и набухают, что приводит к загустению раствора. При закачивании в коллектор загущенной воды охват коллектора процессом вытеснения (по объему и мощности) увеличивается. В результате, при том же объеме закачивания получается более высокий уровень добычи нефти [3].

С ноября 2014г на месторождение Забурунье, на горизонте Ne-II ведется закачка полимера через нагнетательные скважины №№11 и 55. По результатам проведенных трассерных исследований были определены 38 реагирующих на закачку полимера добывающих скважин. Реагирующие добывающие скважины обеспечивают на сегодня 40% добычи всего месторождения. По результатам анализа показателей эксплуатации реагирующих добывающих скважин определены скважины с проявлением положительного эффекта от закачки полимера и скважины, по которым эффекта не наблюдается.

Результаты исследований. По результатам экспериментальных исследований полимеры марки Floraam 5205VHM и Flocomb 6725 были отобраны в качестве подходящих вариантов. Необходимая концентрация активного полимера составила примерно 1500 ppm, что соответствует вязкости 13сП для Floraam 5205VHM и 16.5 сП для Flocomb 6725 [4-5].

В число скважин с положительным эффектом (прослеживанием дополнительной добычи нефти после начала закачки полимера) входят 25 скважин, но по остальным 13 скважинам положительного эффекта в виде дополнительной добычи нефти не наблюдается.

Общая дополнительная добыча нефти по 25 скважин с положительным

эффектом, без вычета потерь по скважинам с отсутствием эффекта, составляет 38221т, из которых 89% или 34164т приходится на 13 скважин с максимальным эффектом.

На 01.01.2017г суммарный объем закачиваемого полимера составил 339,6 тыс.м3, суммарный объем добытой жидкости 2770,3 тыс.м3. На рисунке 1.1 представлен опытный участок с выделением предполагаемых реагирующих скважин, из них красными выделены скважины с положительным эффектом с максимальной дополнительной добычей нефти.

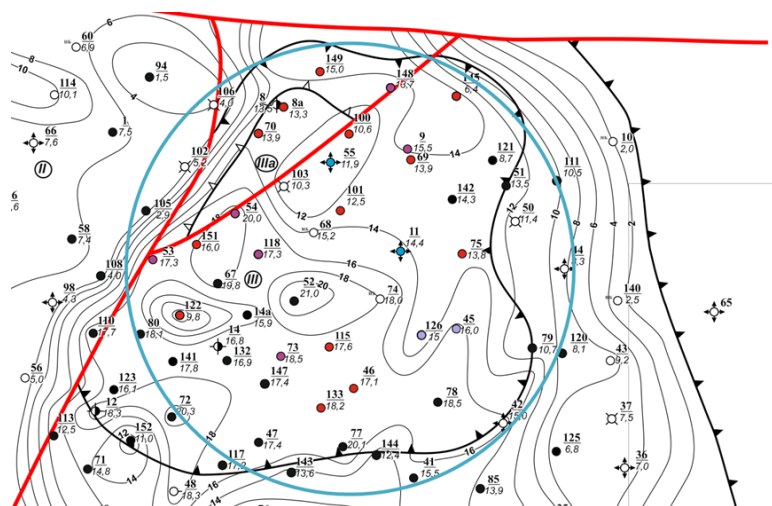


Рисунок 1.1 - Расположение скважин на опытном участке

Для анализа эффективности полимерного заводнения рассмотрены показатели разработки по двум участкам, с условно считающих охваченных и неохваченных полимерным заводнением (Рис. 1.2).

На рисунке 1.2 представлен график по добычи нефти и жидкости скважин, условно считающих неохваченных полимерным заводнением. Можно заметить, что по данным скважинам наблюдается снижение добычи нефти, добычи жидкости и повышение обводненности в период ОПИ закачки полимера.

Рекомендуется продолжить закачку полимера.

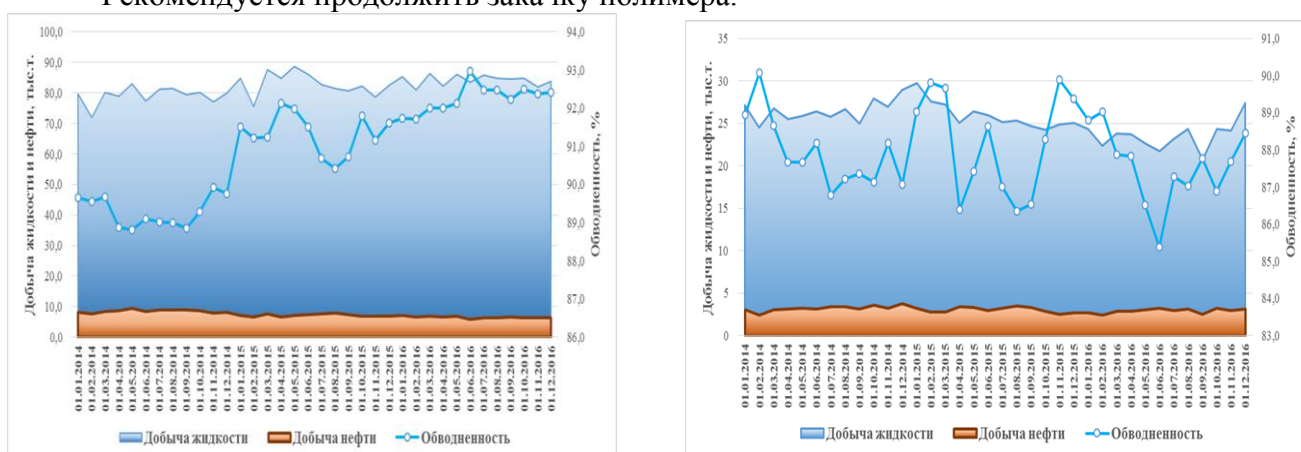


Рисунок 1.2 - График разработки скважин неохваченных и реагирующих скважин полимерным заводнением

На рисунке 1.3 представлен график по добычи нефти и жидкости реагирующих скважин на полимерное заводнение. По данным скважинам наблюдается снижение

обводненности продукции и рост добычи нефти.

Если сравнивать два графика изображённых на рисунке 1.2, то можно заметить, что 1 участок неохваченных скважин полимерным заводнением компенсируется 2-м участком по скважинам, охваченным полимерным заводнением и тем самым по графику разработки месторождения трудно отметить отрицательного эффекта от ОПИ.

В целом, принимая во внимание все вышеприведенные обстоятельства, анализируя динамику отбора от закачки можно сделать вывод, что в настоящее время по основным нагнетательным происходит неравномерное вытеснение нефти водой и случаи прорыва воды к забоям добывающих скважин с увеличением отбора стали чаще. Наблюдается эффект от закачки полимерной смеси по нагнетательным скважинам №№11, 55.

Дополнительная добыча нефти за период с ноября 2014 по июль 2017 года без учета скважин с отрицательными эффектами составила 58 583 тонн. В рамках данного отчета рекомендуется расширить охват полимерным заводнением первого объекта путем перевода дополнительно еще четырёх скважин (№№14а,48 из добывающего фонда и №№34,42 из нагнетательного фонда) под закачку полимера с целью вовлечения большего количества остаточных запасов, и увеличения конечно достигаемого КИН. На рисунке 1.3 показаны распределение полимера в случае продолжения системы полимерного заводнения двумя скважинами и с дополнительно рекомендованными четырьмя скважинами.

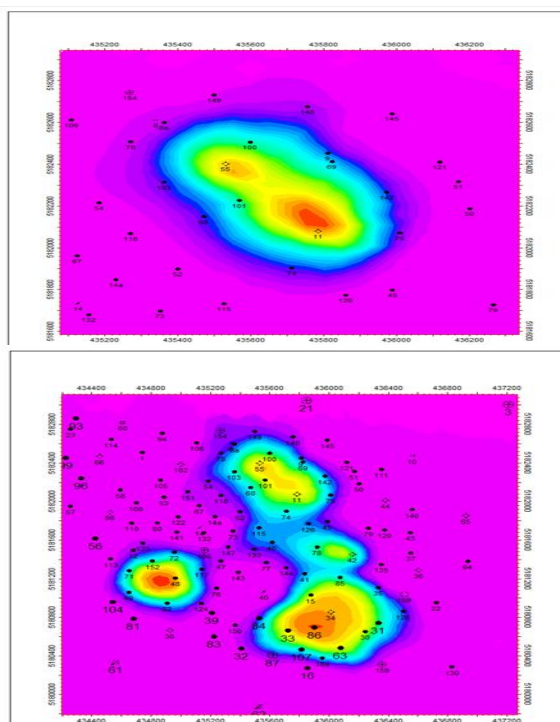


Рисунок 1.3 – Карта распределения полимера

Как видно из второй карты ожидается охват полимерным заводнением еще большей территории на первом объекте и, следовательно, ожидается привлечение максимум остаточных запасов.

Выводы. Оценка эффекта по реагирующим добывающим скважинам показывает, что ожидаемый эффект от закачки раствора полимера (в течение года после закачки): по скв. 545 снижение обводненности с 63 до 42 % и увеличение добычи нефти на 2 т/сут; по скв. 714 снижение обводненности с 88 до 80 % и увеличение

добычи нефти на 0,5 т/сут; по скв. 715 снижение обводенности с 98 до 66 % и увеличение добычи нефти на 0,5 т/сут.

- Закачено в пласт – 766,5 тонн полимера, 361 791 м³ полимерного раствора (23% от требуемого заполнения 30 % порового объёма);

- Технологическая эффективность: по данным ТОО «НИИ ТДиБ «КазМунайГаз» составляет – 36 043 тонны нефти на 01.03.2017 г.

При этом прогнозная дополнительная добыча нефти за 10 лет составит 20,1 тыс. т.

ЛИТЕРАТУРА

1. Абасов М.Т., Гаджиев М.А., Джалилов К.Н., Джафаров Н.Д., Эфендиев Р.М. Вопросы обводнения скважин в многопластовых месторождениях – Б.: Элм, 1980. - 98 с.

2. Галлямов М.Н., Рахимкулов Р.Ш. Повышение эффективности эксплуатации нефтяных скважин на поздней стадии разработки месторождений. - М.: Недра, 1978. - 121 с.

3. Григорашенко Г.И., Зайцев Ю.В., Кукин В.В., Мамедов Ю.Г., Мирзаджанзаде А.Х., Хасаев А.М., Швецов И.А. Применение полимеров в добыче нефти. - М.: Недра, 1978. –196 с.

4. Жданов С.А. Применение методов увеличения нефтеотдачи пластов: проблемы, перспективы. Нефтяное хозяйство, 2001, № 4, с. 11-12.

5. Кукин В.В., Соляков Ю.В. Применение водорастворимых полимеров для повышения нефтеотдачи пластов. – М.: ВНИИОЭНГ, 1982, вып.21, 34 с.

УДК 553.982.23

ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Конысбай У., магистрант

Научный руководитель: Нурумова С.Ж.,

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
им.Ш.Есенова, г. Актау

Аннотация. При контроле за разработкой месторождений углеводородов оперируют с большим объемом геолого-геофизической и промысловой информации. В связи с разнообразием геологических и технологических условий измерений, системы интерпретации должны обладать большой гибкостью и использовать разнообразные подходы. Методики обработки зависят от типа отложений, свойств пластового флюида, назначения скважины, особенностей конструкции скважины, подземного оборудования, обводнения скважины и других факторов.

Ключевые слова: залежь, коллектор, скважина, газонасыщенный пласт, геофизические исследования, гамма каротаж, нейтронный каротаж.

Геофизические исследования по контролю за разработкой (ГИС-к) проводятся в скважинах, возвращаемых из нижезалегающих юрских нефтяных горизонтов, а также из одного газового горизонта на другой [1].

Практически в течение всего времени эксплуатации скважин необходимо изучение ее технического состояния, герметичности колонны и качества цементного кольца за колонной (АКЦ).

В процессе эксплуатации скважин обсадная колонна и кольцо цементного камня подвергаются различным механическим воздействиям и воздействию агрессивных пластовых и закачиваемых флюидов, что и приводит к образованию в них нарушений и затрубных циркуляций.

Для нормальной работы скважины необходимо, чтобы эксплуатируемые продуктивные пласты были отделены от всех других пластов (от водоносных) качественным цементом.

В противном случае возможен приток воды в скважину или пласт (переток).

Комплексирование методов ГИС по контролю за разработкой (ГИС-к) в каждой скважине определяется, в первую очередь, назначением скважины, условием проведения работ и поставленными задачами.

Для изучения эксплуатационных характеристик пласта и технического состояния скважин необходимо проводить следующие методы ГИС-к:

- магнитную локацию муфт (ЛМ),
- гамма каротаж (ГК);
- термометрию (ТМ);
- расходомерию (РГД);
- влажнометрию (ВЛ);
- шумометрию (ШМ);
- барометрию (БМ);
- резистивиметрию индукционную (РЕЗ);
- гамма-гамма плотностеметрия (ПЛ).

Для определения начального и текущего газонасыщения пласта комплекс ГИС-к дополняется нейтронным каротажом (НК). При неоднозначной интерпретации данных НК, в качестве дополнительного, может быть использован метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК).

Насыщенность коллекторов в период разработки изменяется. Для определения, текущего газонасыщения пласта, положения ВНК, ГНК комплекс геофизических исследований дополняется метод импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК). Данный вид исследований определяет характер насыщения в неперфорированных пластах, т.к. данные в перфорированной части искажаются динамическими процессами.

После возврата скважин на неокомский горизонт для добычи природного газа проводятся геофизические исследования по необходимости.

В таблице 1 представлены виды исследовательских работ и их периодичность выполнения.

Таблица 1 - Виды исследовательских работ и периодичность выполнения

№ п/п	Виды исследовательских работ/ периодичность выполнения	Условия для проведения ГИС	Фактическое выполнение за 2012-2013 гг.
1	Стандартный комплекс ГИС в открытом стволе	Во всех вновь пробуренных скважинах.	108 скважин
2	Определение работающих интервалов. Периодичность исследований: 1 раз в 2 года	При ГТМ, и изменениях в работе	В скважинах: 77, 2331 (дважды) 5810

3	Определение герметичности колонны. Периодичность исследований: разовые и по необходимости	В скважинах при ГТМ и подозрении на нарушение колонны.	В скважине №5002
4	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня. Периодичность исследований: разовые исследования (по необходимости)	Во всех вновь пробуренных скважинах. В эксплуатационных скважинах, по мере необходимости и при ГТМ	108 скважин (вновь пробуренные) 1 скважина (№ 77)
5	Определение текущего насыщения (С/О, ИННК). Периодичность исследований: по необходимости.	В эксплуатационных скважинах, при ГТМ по возврату на вышележащий горизонт.	-

Газодинамические исследования скважин и пластов

Одной из основных задач является контроль за состоянием разработки апт-неокомских газовых залежей и состоянием эксплуатационных скважин, проведением геолого-геофизических, газодинамических и промысловых исследований, а также исследование свойств жидкостей.

Согласно рекомендациям [4], система мониторинга за разработкой апт-неокомских газовых залежей должна включать в себя: систематические и контрольные измерения пластовых, забойных и устьевых давлений, изменения дебитов природного газа и химического состава газа и воды.

На основании вышеперечисленных исследований определяются и уточняются: режим работы залежи и температурный режим; начальные и текущие запасы природного газа и охват запасов, вовлеченных в разработку; распределение давления по газовым залежам; взаимодействие отдельных участков газовых залежей; интенсивность и характер продвижения воды (нефти) на различных участках газовых залежей; газоотдающие интервалы с оценкой их дифференцированных дебитов; выявление возможных заколонных перетоков и др.

Для получения дополнительных и уточнения имеющихся данных о фильтрационных и емкостных характеристиках аптских газовых залежей, которые не эксплуатировались до настоящего времени и исследованы единичными скважинами в последние годы, рекомендуется обязательно провести самостоятельные опробования каждой аптской залежи методами установившихся отборов, на 4-5 режимах прямого и 2-3 – обратного ходов.

Необходимо отметить, что газовые скважины эксплуатируются уже длительное время одновременно на две и более неокомские газовые залежи и соответственно самостоятельным опробованием каждая неокомская залежь не была освещена, кроме первоначального периода разведки.

Кроме того, ни в одной скважине газодинамические исследования не были проведены на режиме обратного хода, что является обязательным комплексом исследований при опробовании газовых залежей.

Учитывая вышеизложенные, рекомендуется на неокомских залежах провести самостоятельные разовые опробования режимными исследованиями на 4-5 режимах прямого и 2-3 – обратного ходов. На неокомских залежах K_{1nc-A} , K_{1nc-B} и K_{1nc-B} не менее, чем в 40,0-50,0 % действующего фонда, а на остальных – 100,0 %.

На скважинах, переведенных из нижезалегающих нефтяных горизонтов и залежах природного газа рекомендуется проводить разовые режимные исследования

при вводе скважин в эксплуатацию, так как это позволит получить достоверные и самостоятельные данные по опробованию скважин по каждой газовой залежи в отдельности.

Перечисленные исследования дадут возможность дополнить и уточнить самостоятельно по каждой газовой залежи коэффициенты продуктивности и фильтрационных сопротивлений. Далее такие разовые исследования рекомендуется проводить по мере необходимости.

Не реже 1 раза в год на газовых скважинах рекомендуется производить замеры пластового и забойного давлений методом снятия кривой восстановления давления. Статические уровни (пластовые давления) в газовых скважинах рекомендуется замерять согласно рекомендациям [4] с периодичностью в начальный период до 1 раза в квартал и далее – 1 раз в полугодие по всему действующему фонду. Замеры динамических (забойных давлений) уровней – не реже 1 раза в квартал по всему действующему фонду. Замеры устьевых и затрубных давлений проводятся ежедневно по всем газовым скважинам.

Замеры объемов добываемого газа – дебитов природного газа, рекомендуется проводить не реже 1-2 раза в неделю. Тестовые замеры дебитов газа методом диафрагменного измерителя критического течения (ДИКТ) должны проводиться по всему действующему фонду газовых скважин не менее – 1-2 раза в год, а при изменении режимов работы постоянно. Такие тестовые замеры дебитов природного газа необходимо проводить, как правило, до и после проведения какого-либо геологического мероприятия по воздействию на продуктивные пласты [5].

Кроме того, по результатам проведенных на газовых скважинах ГИС-к отмечается незначительное присутствие в добываемой продукции воды объемом 5,0-150,0 л/сут. Поэтому, рекомендуется вести постоянный контроль за объемами добываемой вместе с природным газом воды.

Точные данные по пластовым давлениям и дебитам газа по каждой газовой залежи в отдельности позволяют строить зависимости средневзвешенных пластовых давлений от суммарной добычи газа, постоянно уточнять дренируемые запасы природного газа, а также режимы работы газовых залежей.

В фонде газовых скважин отсутствуют пьезометрические скважины. Для наблюдения за снижением уровней (степени активности) законтурной водоносной области рекомендуется предусмотреть фонд пьезометрических скважин в количестве не менее 5-6 скважин: 2-3 скважины в северной части разреза и 2-3 – южной. Вышеназванный фонд скважин, согласно рекомендациям [4], предлагается сформировать преимущественно из скважин, выбывших по технологически соображениям из низезалегающих юрских нефтяных объектов.

Основываясь на имеющихся материалах газодинамических исследований скважин, с целью определения режима работы залежей построены по шести неокомским горизонтам графики зависимости пластового давления от суммарных отборов газа (рисунок 1).

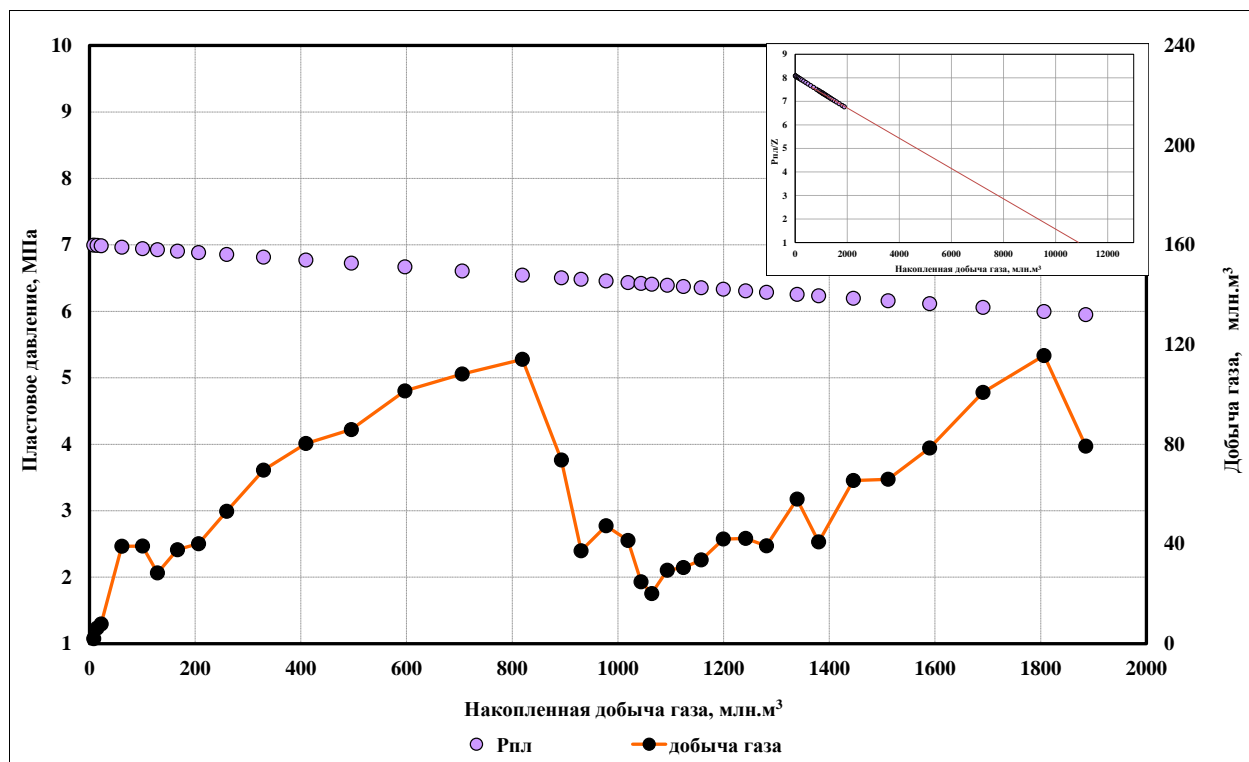


Рисунок 1 - Зависимость изменения средневзвешенного пластового давления от суммарного отбора газа. Залежь К₁nc-A

Как видно из представленных рисунков установлено, что по фактическим зависимостям изменения пластового давления от суммарных с начала эксплуатации отборов газа по каждому объекту разработки наблюдается проявление газового режима.

Для установления режимов работы газовых залежей по фактическим вышеотмеченным зависимостям, обычно, достаточно чтобы степень выработки газа превышал 5,0 %.

Этому условию соответствуют, практически, все рассматриваемые газовые объекты разработки.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лысенко В.Д., Лейбин Э.П., Нурпеисов Т.А. и др. Проект пробной (опытной) эксплуатации газовой залежи неокомского горизонта месторождения Каламкас.г.Гурьев, 1978 г.
2. Проект пробной эксплуатации газовых залежей неокома месторождения Каламкас. КазНИПИнефть, г. Шевченко, 1983 г.
3. Мурзагалиева К.К., Джандауов А.А., Андрейко Т.И. и др. Анализ разработки газовых залежей месторождения Каламкас (по состоянию на 01.01.2008 г.). Отчет по договору № 451/61 в 2-х томах. ТОО НПЦ, г. Актау, 2008 г.
4. «Единые правила по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», г.Астана, 2011 г.
5. «Технологическая схема разработки апт-неокомских газовых залежей месторождения Каламкас» (по состоянию изученности на 01.01.2012 г.). Отчет по договору №31-14 от 18.01.2012 г. АО «КазНИПИмунайгаз», г.Актау.

ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАР

Шандиев А.С., магистрант

Научный руководитель: Нурумова С.Ж.,

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
им.Ш.Есенова, г. Актау

Аннотация. Работа предусматривает разработку технологии бурения эксплуатационной скважины на площади Асар. Поставленные задачи решались путем использования результатов практических исследований, законов физики и гидродинамики пласта. В ходе работы были сделаны расчеты, которые при проверке оказались точными и находятся в пределах допустимых оборудованием. Результатом проходки скважины ожидается уточнение нижней части геологического разреза и принятие дальнейших решений по эксплуатации полезных ископаемых.

Ключевые слова: месторождения Асар, скважина, свойства нефти, разработка месторождения, геолого-геофизическая изученность, анализ, исследование.

Асар — газонефтяное месторождение расположено в Мангистауской области Казахстана, в 25 км к северо-западу от месторождения Жетыбай. Месторождение открыто в 1969 г. Продуктивные отложения юры представлены песчаниками и алевролитами. В разрезе средней юры установлены 9 продуктивных горизонтов, в которых выявлены 16 залежей. В семи горизонтах залежи нефтяные, в двух — нефтяные с газовыми шапками. По типу ловушек они относятся к пластовым, сводовым, а также к пластовым, тектонически и литологически экранированным. Нефти плотностью 857—905 кг/м³, высокосмолистые (12,6-23,9 %), высокопарафинистые (18,8-22,6 %), малосернистые. Содержание асфальтенов в них от 2,05 до 4,02 %. В настоящее время разработку месторождения ведёт компания ОАО «Мангистаумунайгаз». Добыча нефти 2012 году составила 143 тыс тонн.

Объектом исследования является продуктивные пласты месторождения Асар.

Сланцы углистые темно-серые почти черные тонкочешуйчатые с шелковистым блеском, плотные крепки от монолитных до небольших кусочков. Разнонаправленные трещины выполнены кварцем. Встречаются гнезда пирита. Сланцы слюдястые черные, блеск шелковистый трещиноватый. Трещины наполнены карбонатом, пиритом. Углы скола 40-45°C. Мелкопесчаники черные, очень крепкие монолитные, плотные. Трещины вертикальные или под углом 70-80°C, залиты кварцем иногда без заполнения. Металеорфизированные песчаники почти черные от мелко до крупнозернистых, слюдястые окремненные, крепкие плотные с прослоями сланцев.

Задачами исследования является произведение точных расчетов в пределах допустимых оборудованием. Уточнение нижней части геологического разреза и принятие дальнейших решений по эксплуатации полезных ископаемых.

Месторождение Асар расположено в западной части полуострова Мангышлак и по административному подчинению входит в часть Каракиякского района Мангистауской области Республики Казахстан. Ближайшие к месторождению населенными пунктами являются поселок Жетыбай (10км), районный центр Курык (60 км), город Жанаозен (70 км), город Актау 90 км.

В орфографическом отношении район представляет собой слабобезхолменное обширное плато, плато погружается в юго-западном направлении. Отметки рельефа изменяются от 145 до 170 метров.

Климат района резко континентальный. Атмосферных осадков выпадает до 140 мм в год. Абсолютная максимальная температура воздуха +40,4 °С, абсолютно минимальная -25°С. Среднегодовая температура воздуха +10,4°С, район характеризуется сильными ветрами и пыльными бурями. Преобладают ветры северо-восточного направления. Глубина промерзания грунта достигает 1 метра.

Промышленная нефтегазоносность месторождения установлена в 1972 году.

Добыча нефти из месторождения ведется НГДУ "Жетыбаймунайгаз» производственного объединения "ММГ". Эксплуатационное бурение проводится ТОО «OSC».

Региональными геолого-геофизическими исследованиями, проведенными на Жетыбай-Узеньской тектонической ступени в различные годы, охвачена и площадь месторождения. Однако по результатам этих работ, включающих государственную геологическую и гравиметрическую съёмки масштаба 1:200000 и региональное сейсмическое профилирование, Восточно-Жетыбайское поднятие, к которому приурочено месторождение, выявлено не было.

Впервые существование Асарского поднятия было отмечено при проведении структурно-поискового бурения трестом «Мангистау нефтегазразведка» на площадях Жетыбай и Восточный Карасаз-Таспак в 1977-1982г.г. на структурной карте по подошве туранского яруса скважинами К-33, К-35, К-36 в 1982 году был подсечён антиклинальный перегиб слоёв, с которым связывалось Асарское поднятие. Для детализации строения выявленной структуры в 1903 году были пробурены скважины К-47, К-48, К-53, К-57, К-60 по данным которых, на фоне террасы вырисовывалось поднятие амплитудой порядка 10м. и размерами 3,5*1,5 км.

Проведенными в 1905г. сейсмическими исследованиями стратифицировавшемуся как подошва готерифского яруса, в районе Асарского поднятия вырисовывается терраса между изогипсами 1025-1050м. Наибольшая терраса намечается также в 2-3км к западу от Восточно-Жетыбайского поднятия.

В дальнейшем при составлении сейсмо-съёмки с данного бурения было установлено, что отражающий горизонт достаточно уверенно прослеживается по площади, однако стратифицируется он не как подошва выланжинского яруса. Только в скважине 10 наблюдаются «сползания» отражающего горизонта 25-30м, что связано, видимо, с наличием сброса в этом районе.

Первоочередная скважина 2, начатая бурением в августе 1984 года установила нефтегазоносность месторождения получением в мае 1985 года из VIII (IX, X, XI) горизонта притока нефти с водой, в июне фонтана нефти дебитом 65 м³/сут из ю-х горизонта. С целью оконтуривания и изучения выявленных залежей углеводородов Министерством нефтяной промышленности на 1987 год, было запланировано бурение 8 разведочных скважин. По анализируемому району проведена обработка сейсмического материала на ЭВМ (с привлечением данных бурения и сейсмического каротажа на соседних месторождениях) по комплексам программ СЦС-3, СЦЗ-3-ПГР Вестерн с целью прогнозирования геологического разреза.

Проектная глубина 2100м. Проектный горизонт – средняя Юра. Согласно данным бурения на соседних площадях и геолого-геофизическим материалам проектный разрез на площади Асар сложен юрскими, меловыми и неоген-палеогеновыми, четвертичными отложениями.

Мезозойская группа – Мз. В составе мезозойской части разреза проектируемых скважин присутствие юрских и меловых отложений.

Юрская система – J. На проектируемой структуре юрская система представлена средним и верхним отделами.

Средний отдел – J₂. Отложения средней юры представлены ааленским, байосским и батским ярусами.

Ааленский ярус – J_{2a}. Ааленские отложения сложены мощной толщей песчано-гравелитовых пород, в которой в виде маломощных прослоев отмечаются алевролиты. В основном породы представлены сцементированными разнозернистыми песчаниками и гравелитами. Вверх по разрезу зернистость песчаников постепенно уменьшается, и они становятся более глинистыми.

Песчаники серые, светло-серые с прослоями углистых аргиллитов и углей. Глины серые, тёмно-серые до чёрных в различной степени алевролитистые. Мощность аалена ожидается 170-195 м.

Байосский ярус – J_{2b}; Разрез представлен переслаиванием глин, песчаников и алевролитов, причём в нижней части преобладают глинистые, а в верхней части песчано-алевролитовые разности. Характерным для байосских отложений является взаимное замещение по площади и разрезу отдельных пластов и пачек песчано-алевролитовых и глинистых пород. Песчаники серые до тёмно-серых, буровато серые, МКЗ и СРЗ, местами хорошо отсортированные, крепкие с включением ОРО. Алевролиты серые до тёмно-серых, слабосцементированные, слюдистые. Состав песчаников и алевролитов полимиктовый с глинистым цементом. Глины тёмно-серые, почти чёрные, плотные, слюдистые, прослоями обогащенные обугленными растительными остатками с иглистыми пропластками. Мощность байосских отложений ожидается 390-420 м.

Батский ярус – J_{2bt}; Представлен чередованием песчаников, алевролитов и глин с преобладанием первых двух разностей. Породы окрашены в серые, тёмно-серые, зеленовато-серые цвета.

Асарское месторождение расположено на Жетыбай-Узеньской тектонической ступени, осложняющей северный борт Южно-Мангыстауского прогиба.

Жетыбай-Узеньская ступень характеризуется отчётливо выраженной линейностью структурных форм, выражающейся в приуроченности локальных поднятий к определённым параллельным линиям, ориентированным согласно простиранию, всей Жетыбай-Узеньской ступени с восток-юга-востока на запад-северо-запад.

В том же направлении ориентированы и длинные оси положительных структур, приуроченных к отдельным линиям. В пределах ступени с юга на север выделяются три антиклинальные линии, кулисообразно расположенные относительно друг друга: Тенге-Тасбулатская, Жетыбайская и Узень-Карамандыбасская. На последней с восток-юга-востока на запад-северо-запад расположены Узеньское, Карамандыбасское, Туркменское, Асарское и Жалганайское, Восточно-Жетыбайское поднятия. Причем, Восточно-Жетыбайское поднятие представляет собой брахиантиклиналь субширотного простирания, расположенную на восточном окончании Жетыбайской антиклинальной линии. Размеры поднятия по кровле VIII продуктивного горизонта, приуроченного к байосскому ярусу, составляет 6,2*3 км. Углы падения на северном крыле равны 1°, а на южном достигают 2°. Амплитуда поднятия по последней замкнутой изогипсе составляет 30 м. Размеры структуры с глубиной практически не претерпевают изменений. По опробовательским работам залежи нефти и газа установлены в VIII-XI горизонтах-байос-аален.

Нефтегазоносность и перспективы нефтегазоносности:

В результате проведенных поисково-разведочных работ на месторождении Асар выявлены в юрских отложениях нефтяного и газовые залежи. Бурение проектных скважин предусматривается в своде Асарского поднятия; планируется со скрытием II-III-IV-V нефтяных, X-XI газонефтяных и IX, XII и «а» газоконденсатных горизонтов.

Нефти месторождения Юж. Жетыбай характеризуется по глубинным пробам и имеют плотность в пластовых условиях 0,761-0,785 г/см³, дегазированные 0,842-0,866 г/см³. Содержание парафина 18,3-22,7 %, смол 11,7-4,16 % асфальтенов 0,43-4,5. Динамическая вязкость в пластовых условиях принимается равной 2,0 ÷ 2,5 мПа, температура застывания +24 ÷ +35 °С.

Расчет подвижности нефти осуществлялся исходя из прогнозируемой проницаемости коллекторов и вязкости нефти.

Прогнозирование коэффициента сжимаемости газа осуществлялось через относительную по воздуху плотность газа. По графикам зависимости псевдокритических давлений ($P_{кр}$) и ($T_{кр}$).

Средние значения температур рассчитывались по формуле:

$$T_{cp} = \frac{T_y + T_{пл}}{2}; \quad \text{где: } T_{cp} - \text{средняя температура, } ^\circ\text{K (293 } ^\circ\text{K.)}$$

$T_{пл}$ - пластовая температура, ° К.

Приведенное давление определяется по формуле:

$$P_{пр} = \frac{P_{ст}}{P_{кр}}; \quad \text{где: } P_{пр} - \text{статическое давление на устье скважины, кгс/см}^2;$$

$P_{кр}$ - критическое давление газа скважины, кгс/см²;

Имея приведенное давление и температуры по графику зависимости коэффициента сверхсжимаемости для природного газа от приведенного давления ($P_{кр}$) и температуры $T_{пр}$ определялся коэффициент сверх сжимаемости. Газы, в основном метановые 71,6-86,25% этана, 7,73-12,6 % пропана 1,2%. Относительная по воздуху плотность газа 0,71-0,73. При вскрытии коллекторов на глубине более 1200 м рекомендуется репрессия порядка 5% над расчетным давлением.

ЛИТЕРАТУРА

1. Булатов А.И., Измайлов Л.Б., Лебедев О.А. Проектирование конструкций скважин. М., Недра, 1979.
2. Инструкция по расчету бурительных колонн. Куйбышев, 1986.
3. Мищенко В.И. Организация работ при строительстве скважин. М., Недра, 1980.
4. Охрана окружающей среды к проектно-сметной документации на строительство поисковой скважины №14 на площади Курганой проектной глубиной 2250м.
5. Палашкин Е.А. Справочник механика по глубокому бурению. М., Недра, 1981.
6. Справочник по креплению нефтяных и газовых скважин. Под ред. проф. А.И. Булатова. М., Недра, 1981.
7. Федоров В.С. Проектирование режимов бурения. М., Гостоптехнадат, 1958.

СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРИМЕРЕ УЗЕНЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Сабырбаева Г.С., Алимов Н.У.

Каспийский Государственный университет технологий и инжиниринга имени
Ш.Есенова, г.Актау

Аннотация. В работе приведены результаты исследований, направленных на регулирование заводнения на основе изменения фильтрационного сопротивления обводненных зон коллектора, которое осуществляется путем нагнетания химреагентов в нагнетательные скважины.

Ключевые слова: коллектор, потокоотклоняющая технология, выработка запасов, продуктивный пласт, нагнетательная скважина, проницаемость.

Введение. Современный этап разработки многих месторождений характеризуется снижением эффективности выработки запасов нефти из заводненных зон гидродинамически связанных коллекторов. Большинство месторождений на территории Казахстана в настоящее время находятся на третьей – четвертой стадиях разработки, которые характеризуются высокой обводненностью скважинной продукции, обусловленной значительной выработкой запасов. Запасы нефти, не вовлечённые в разработку, относятся к трудноизвлекаемым, что определяется такими факторами как низкая проницаемость коллектора и высокая послойная неоднородность по разрезу продуктивного пласта.

Рассмотрим потокоотклоняющие технологии (ПОТ). Для эффективной реализации данной технологии, большое значение имеет правильный выбор скважин кандидатов, отбираемых по следующим критериям [1]:

- высокий коэффициент обводненности добываемой продукции скважин;
- сильное отставание отбора извлекаемых запасов от текущей обводненности;
- наличие значительных остаточных запасов нефти, недостаточно эффективно разрабатываемых методом заводнения;
- высокое среднее значение текущей нефтенасыщенной толщины.

На месторождении имеется значительный фонд нагнетательных скважин, характеризующийся высокой приемистостью от 100 до 400 м³/сут. По наиболее проницаемым пропласткам этого фонда скважин прошел основной фронт вытеснения. Для вовлечения в разработку в этих скважинах нефтенасыщенных пластов с меньшей проницаемостью и повышения эффективности использования вытесняющего агента необходима селективная изоляция высокопроницаемых пластов и перераспределение потоков фильтрации.

Технология (ПОТ) основана на закачке в нагнетательные скважины гелиевых составов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (вплоть до их блокирования), с целью выравнивания приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины[2].

На месторождении Узень в 2014 г. обработано 226 нагнетательных скважин технологией ПОТ различными компаниями, в т.ч.: ТОО "Ойл Сمارт Технолоджиз" – 139 скважин, ТОО "Сармат-Энерджиз" – 5 скважин, ТОО "ОТО-Пром" – 82 скважины.

Эффективность технологии ПОТ определялась по изменению технологических параметров работы нагнетательных скважин и динамике добычи нефти, охватывающей период до и после закачки реагента по реагирующим скважинам. А также использовался подсчет накопленной дополнительной добычи нефти по характеристикам вытеснения, результаты геофизических исследований.

Результаты анализа эффективности применения технологии ПОТ по нагнетательным скважинам представлены в таблицах 1 и 2.

Таблица 1 – Анализ эффективности технологии ПОТ по нагнетательным скважинам

Горизонт	Количество скважин всего	с эффектом	Qпр, м³/сут		Изменение Qпр,м³/сут	Продолжительность эффекта, сут
		без эффекта	до	после		
<u>1</u>	<u>2</u>	<u>3</u>	<u>4</u>	<u>5</u>	<u>6</u>	<u>7</u>
ТОО "Ойл Смарт Технолоджиз"						
<u>13</u>	<u>61</u>	<u>42</u>	<u>302</u>	<u>192</u>	<u>111</u>	<u>333</u>
		<u>19</u>	<u>300</u>	<u>367</u>	<u>-67</u>	<u>-</u>
<u>14</u>	<u>52</u>	<u>32</u>	<u>313</u>	<u>222</u>	<u>91</u>	<u>312</u>
		<u>20</u>	<u>264</u>	<u>340</u>	<u>-76</u>	<u>-</u>
<u>15</u>	<u>16</u>	<u>10</u>	<u>281</u>	<u>215</u>	<u>66</u>	<u>246</u>
		<u>6</u>	<u>283</u>	<u>325</u>	<u>-42</u>	<u>-</u>
<u>16</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>405</u>	<u>272</u>	<u>134</u>	<u>273</u>
		<u>0</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
<u>17</u>	<u>2</u>	<u>1</u>	<u>444</u>	<u>220</u>	<u>224</u>	<u>387</u>
		<u>1</u>	<u>432</u>	<u>439</u>	<u>-7</u>	<u>-</u>
<u>18</u>	<u>4</u>	<u>4</u>	<u>414</u>	<u>268</u>	<u>146</u>	<u>373</u>
		<u>0</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>	<u>-</u>
Итого (по скважинам с положительным результатом)	<u>139</u>	<u>93</u>	<u>360</u>	<u>231</u>	<u>129</u>	<u>321</u>
Итого (по скважинам с отрицательным результатом)		<u>46</u>	<u>320</u>	<u>368</u>	<u>- 48</u>	<u>-</u>
ТОО "Сармат-Энерджиз"						
<u>14</u>	<u>4</u>	<u>2</u>	<u>278</u>	<u>232</u>	<u>46</u>	<u>160</u>
		<u>2</u>	<u>227</u>	<u>255</u>	<u>-27</u>	<u>-</u>
<u>13</u>	<u>1</u>	<u>1</u>	<u>178</u>	<u>208</u>	<u>-30</u>	<u>-</u>
Итого (по скважинам с положительным результатом)	<u>5</u>	<u>2</u>	<u>278</u>	<u>232</u>	<u>46</u>	<u>160</u>
Итого (по скважинам с отрицательным результатом)		<u>3</u>	<u>203</u>	<u>231</u>	<u>-29</u>	<u>-</u>
ТОО "ОГО-Пром"						
<u>13</u>	<u>22</u>	<u>14</u>	<u>269</u>	<u>194</u>	<u>75</u>	<u>210</u>
		<u>8</u>	<u>210</u>	<u>304</u>	<u>-94</u>	<u>-</u>
<u>14</u>	<u>24</u>	<u>15</u>	<u>299</u>	<u>202</u>	<u>96</u>	<u>197</u>
		<u>9</u>	<u>277</u>	<u>346</u>	<u>-69</u>	<u>-</u>
<u>15</u>	<u>21</u>	<u>16</u>	<u>328</u>	<u>244</u>	<u>98</u>	<u>204</u>
		<u>5</u>	<u>252</u>	<u>342</u>	<u>-91</u>	<u>-</u>
<u>16</u>	<u>5</u>	<u>3</u>	<u>328</u>	<u>269</u>	<u>59</u>	<u>218</u>
		<u>2</u>	<u>234</u>	<u>419</u>	<u>-185</u>	<u>-</u>
<u>17</u>	<u>5</u>	<u>5</u>	<u>231</u>	<u>333</u>	<u>-101</u>	<u>-</u>
<u>18</u>	<u>5</u>	<u>3</u>	<u>350</u>	<u>241</u>	<u>109</u>	<u>218</u>
		<u>2</u>	<u>275</u>	<u>359</u>	<u>-84</u>	<u>-</u>
Итого (по скважинам с положительным результатом)	<u>82</u>	<u>51</u>	<u>315</u>	<u>230</u>	<u>88</u>	<u>209</u>

Итого (по скважинам с отрицательным результатом)		31	247	350	-104	-
--	--	----	-----	-----	------	---

Как следует из представленных данных:

ТОО "Ойл Сمارт Технолоджиз" – проведено 139 скважино-операций, из которых, 93 (67%) - с положительным результатом, 46 (33%) – с отрицательным результатом. На 93 скважинах отмечено снижение приемистости в среднем 1,5 раза (с 361 до 231 м³/сут) и на 46 -ти скважинах – увеличение приемистости в среднем 1,1 раза (с 320 до 368 м³/сут).

ТОО "Сармат-Энерджиз" – проведено 5 скважино-операций, из которых, 2 (40%) - с положительным результатом, 3 (60%) – с отрицательным результатом. На 2 скважинах отмечено снижение приемистости в среднем 1,2 раза (с 278 до 232 м³/сут) и на 3 -х скважинах – увеличение приемистости в среднем 1,1 раза (с 203 до 231 м³/сут).

ТОО "ОТО-Пром" - проведено 82 скважино-операций, из которых, 51(62%) - с положительным результатом, 31(38%) – с отрицательным результатом. На 51-ой скважинах отмечено снижение приемистости в среднем 1,4 раза (с 315 до 230 м³/сут) и на 31 -ой скважинах – увеличение приемистости в среднем 1,4 раза (с 247 до 350 м³/сут).

Таблица 2 – Результаты применения ПОТ различными компаниями

Название компании	Кол-во обработанных нагнетательных скважин	Кол-во реагирующих добывающих скважин /Кол-во эффективных (%)	Средние параметры по реагирующим добывающим скважинам		
			Снижение обводненности на, %	Прирост добычи нефти, т/сут	Накопленная добыча нефти, тыс.т
ТОО "Ойл-Смарт Технолоджиз"	3	18/13 (72%)	5	2,9	25,57
ТОО "Сармат-Энерджиз"	2	5/2 (40%)	6	2,8	0,72
ТОО "ОТО-Пром"	3	15/7 (47%)	5	1,6	2,38

Выводы:

1. Изучены наиболее перспективные механизмы борьбы с обводненностью.
2. Проанализирован опыт нескольких компаний применяющих успешно данные технологии.
3. Рекомендуются к применению потокоотклоняющие технологии, позволяющие снизить обводненность продукции скважин и увеличить добычу нефти.

ЛИТЕРАТУРА

1. Исмаилов Т.А. Применение потокоотклоняющих технологий с учетом механизма обводнения продукции скважин. // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 11. – С. 56-59.
2. Авторский надзор за реализацией проекта разработки месторождения Узень, 13-18 горизонты, 2014г.

3. Трассерные исследования фильтрационных потоков пласта Як3-7 Ванкорского месторождения в районе нагнетательных скважин, отчет ООО «Сиама Мастер», 2015 г. – С. 10-14

УДК 622.276. (073)

ИЗУЧЕНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС

Сабырбаева Г.С., Онгарбаев Р.Б.

Каспийский Государственный университет технологий и инжиниринга имени
Ш. Есенова, г. Актау

Аннотация. С целью очистки призабойной зоны скважин от загрязнений рекомендуется проведение кислотных обработок с подбором скважин по критериям применимости технологии соляно кислотных обработок.

Ключевые слова: солянокислотная обработка, коллектор, пласт, проницаемость, месторождения, призабойная зона, колтубинг, скважина.

Серьезная проблема, с которой необходимо считаться - это необходимость селективного воздействия на пласт при любой литологии. При закачивании кислота проходит в пласт, выбирая каналы в наиболее проницаемых породах. Поскольку кислота еще более расширяет эти каналы, то менее проницаемые загрязненные зоны практически не получают необходимого кислотного воздействия [1]. Отсюда – необходимость в методике целевой доставки рабочей жидкости к наиболее загрязненным зонам пласта или к наиболее засоренным перфорационным отверстиям. Для этого в технологических работах широко используется колтубинг (колонна гибких труб). Такие трубы благодаря своей гибкости способны предоставить доступ даже в боковые и горизонтальные стволы, кроме того не требуется производить операции по сборке и разборке буровой колонны.

За период 2013-2014гг. обработки с применением колтубинга проведены в 6-ти добывающих и 6-ти нагнетательных скважинах [2]. Результаты работ представлены в таблицах 1 и на рисунке 1.

Таблица 1 - Результаты эффективности технологии СКО с применением колтубинга в нагнетательных скважинах

№ п/п	№ нагнетательной скважины	Дата СКО	Интервал перфорации, м	Qпр, м3/сут		Кприем	
				до	после	до	после
	1218	01.09.2013	863-874	50	100	13,2	26,4
	1134	04.09.2013	837,5-852	100	70	30	21
	3016	12.09.2013	855-869,5	40	95	10,6	24,9
	2052	07.10.2013	851,5-863	125	155	39,5	49
	3450	02.12.2013	792-800	80	70	23,8	21,1
	6206	03.12.2013	859-867	80	140	19,4	34,8
Итого				80	105	23	30

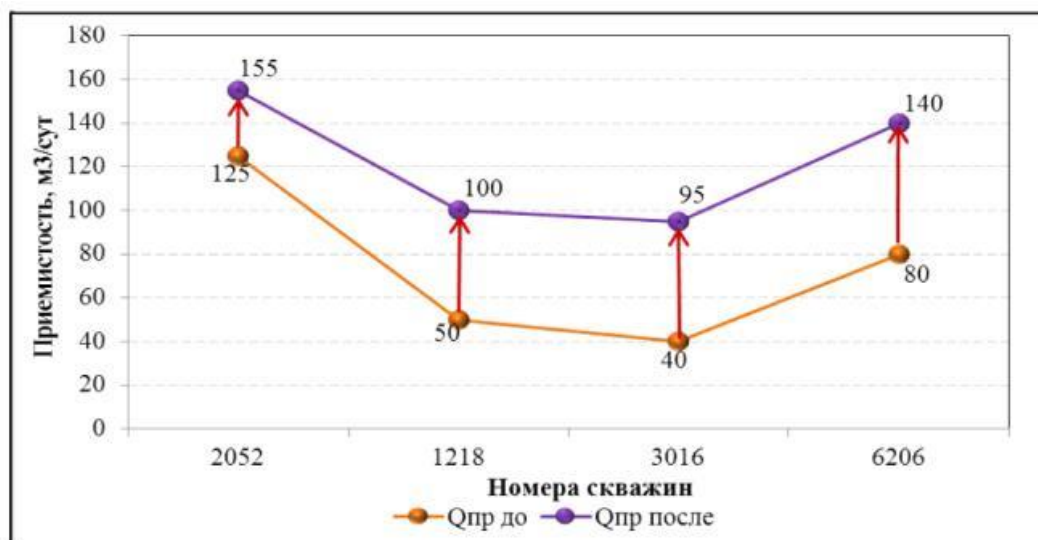


Рисунок 1 - Результаты приемистости на скважинах

Как следует из представленных данных, наблюдается увеличение приемистости по 4-м скважинам на: 2052-30 м³/сут; 1218-50 м³/сут, 3016-55 м³/сут; 6206-60 м³/сут, что характеризует успешное проведение технологии.

Таблица 2 - Результаты эффективности технологии СКО с применением колтюбинга в добывающих скважинах

п/п	№ скважин	Дата СКО	Qж, т/сут		Обводненность, %		Qн, т/сут		Доп. добыча нефти		Накоп. добыча нефти, т
			до	после	до	после	до	после	т/сут	%	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1	5031	09.09.13	9,8	12,4	72	66	2,7	4,1	1,4	34	155
2	163	18.09.13	13,7	13,5	75	70	3,5	4	0,5	13	46
3	7008	27.10.14	6,7	7,5	69	67	2	2,5	0,5	20	30
4	3386	01.10.14	62	63	88	88	7,4	7,4	на том же уровне		
5	7077	02.10.14	5,8	3,6	70	62	1,8	1,3	нет эффекта		
6	7004	31.14	10	4,3	73	74	7	1,1	нет эффекта		
Итого			10	11	72	68	2,7	3,5	0,8	22	231

Как следует из представленных данных, дополнительная добыча нефти на скважину составила в среднем 0,8 т/сут, накопленная дополнительная добыча за счет проведения работ составила 231 тонн нефти.

Представлено изменение дебита нефти в скважинах 163, 5031 и 7008 до и после проведения СКО на рисунке 2.

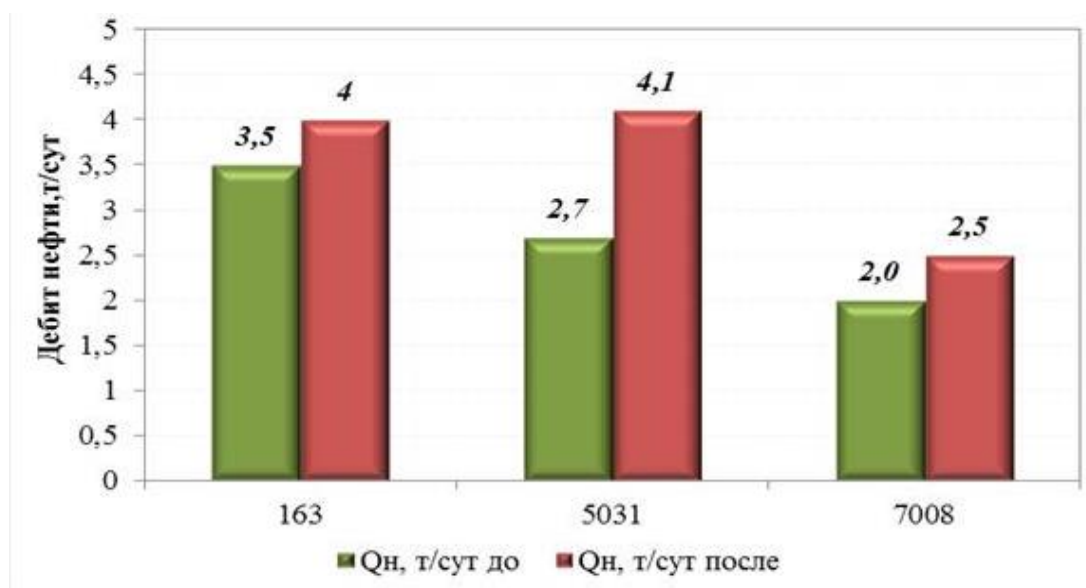


Рисунок 2 - Результаты СКО в добывающих скважинах

Как показывают представленные данные, после проведения СКО в скважинах 163, 5031 и 7008 дебит нефти увеличился на 0,5, 1,4 и 0,5 т/сут соответственно.

Резюмируя полученные данные, можно сказать, что технология СКО является эффективным методом очистки продуктивного пласта от продуктов загрязнения, попавших или образовавшихся в призабойной зоне в процессе вскрытия бурением, цементации обсадной колонны или при эксплуатации скважины [3].

ЛИТЕРАТУРА

1. А.У. Айткулов Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. – М. ВНИИОЭНГ, 2000 г.
2. «Авторский надзор за Уточненным проектом разработки месторождения Каламкас», АО "КазНИПИмұнайгаз", 2015 г.
3. Фёдоров, К.М. Оптимизация составов и технологий кислотного воздействия на карбонатные пласты месторождения Алибекмола / К.М. Фёдоров, А.П. Шевелёв, Т.А. Кремлёва, А.А. Пеева, А.В. Андреев, З.А. Куангалиев // Материалы I-ой Всероссийской научно-технической конференции «Альтернативные источники химического сырья и топлива». – Уфа: изд-во «Реактив», 2008. - С.65.

УДК 622.276.6

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ

Сабырбаева Г.С., Хадиева А.С.

Каспийский Государственный университет технологий и инжиниринга имени Ш.Есенова, г.Актау

Аннотация. В работе дана краткая характеристика по повышению нефтеотдачи пластов на основе применения физико-химических методов.

Ключевые слова: запасы, реагент, пласт, проницаемость, нефтеотдача, пористая среда, полимер, коллектор.

В настоящее время большинство крупных месторождений находятся на поздней стадии разработки, и текущая обводненность продукции превышает 80%. Заводненные пласты содержат немало остаточных запасов нефти. Вновь вводимые месторождения, как правило, характеризуется низкой проницаемостью пород, повышенной вязкостью нефти и сложным геологическим строением, поэтому их запасы относятся к категории трудноизвлекаемых.

С учетом этого особое значение приобретает возможность получить прирост запасов нефти за счет увеличения нефтеотдачи заводненных пластов. По оценкам экспертов, запасы трудноизвлекаемых нефтей в мире превышают 1 трлн. т и в развитых промышленных странах рассматриваются не только как резерв добычи нефти, но и как основная база ее интенсификации в ближайшие годы. Для эффективного освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и дальнейшего увеличения ее добычи необходимо создание и широкомасштабное применение новых комплексных технологий повышения нефтеотдачи [1].

При разработке месторождения методом заводнения в нефтяную залежь, через сеть нагнетательных скважин закачивают воду. Закачка воды восполняет убыль пластового давления, вызванного извлечением нефти через сеть добывающих скважин. Заводнение рассматривают как вытеснение нефти водой из трещиноватого-пористой среды в режиме сохранения пластового давления при полной компенсации объемом закачиваемой воды. Продукцией добывающих скважин в начальный период их разработки является безводная нефть, затем-жидкость, состоящая из нефти и воды. Отношение количества закачиваемой воды к количеству добываемой жидкости называют обводненностью.

Коэффициент извлечения нефти (Oil Recovery Factor(ORF)) – это отношение количества добытой нефти к ее начальным запасам.

Под объектом разработки подразумевают один или несколько совместно разрабатываемых пластов залежи нефти. Величину ORF можно представить, как произведение коэффициентов нефтевытеснения $K_{\text{выт}}$ и охвата $K_{\text{охв}}$ эксплуатируемого объекта применяемой системой воздействия

$$ORF = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}} \quad (1).$$

Даже в благоприятном случае, когда вода прошла чрез 70% объема залежи ($K_{\text{охв}}=0.7$), а там, где прошла, вытеснила 70% нефти ($K_{\text{выт}}=0.7$), конечное значение ORF будет не выше 50%. $ORF = K_{\text{выт}} K_{\text{охв}} = 0.7 \cdot 0.7 = 0.49$.

При компьютерном моделировании разработки месторождения в явном виде коэффициенты $K_{\text{выт}}$ и $K_{\text{охв}}$ в проектных документах не используют. Тем не менее эти величины полезны, так как дают возможность при оценке ORF выделить вклады как от $K_{\text{выт}}$, так от $K_{\text{охв}}$.

Есть несколько причин неполного извлечения нефти при заводнении. Их можно разделить на три группы. Первая группа связана с капиллярно-пористой структурой породы-коллектора и с огромной поверхностью контакта нефти с породой. На поверхностью контакта нефти с породой. На поверхности породы всегда остается пленка нефти, не поддающаяся вытеснению водой. Объем пленочной нефти может составлять 10-20% от объема всей нефти в залежи. Кроме того, ~ 10% нефти остается в пласте в виде капель, застрявших в сужениях капиллярных пор и трещин породы. Вытеснению капель препятствует градиенты давления вытеснения нефти нефти водой. Поэтому максимальное значение $K_{\text{выт}}$ обычно не превышает 0.7. Таким образом, первая

группа причин связана с негативным проявлением ионно-молекулярных поверхностных сил на межфазных границах в системе нефть-вода-порода.

Вторая группа связана с различием таких параметров нефти и воды, как плотность и вязкость, что приводит к неравномерному продвижению фронта вытеснения нефти водой.

Третья группа связана с геолого-физической неоднородностью залежи (главным образом с неоднородностью строения и свойств породы-коллектора на макро- и микроуровнях) и проявляется в неполном ее охвате заводнением, т.е. значение $K_{охв}$ будет <1 . Вследствие этого в конечном счете усиливается дисперсия гидродинамических, энерго- и массообменных процессов в пласте.

Увеличение нефтеотдачи возможно при использовании физико-химических методов воздействия на продуктивные нефтяные пласты, в частности путем введения в них химических реагентов, которые (например, поверхностно-активные вещества, растворители, диоксид углерода) позволяют частично или полностью устранить негативное влияние капиллярных сил. Другие вещества (полимерные растворы, гели, эмульсии, пены) изменяют реологические свойства и структуру фильтрационных потоков пластовых флюидов (пластовых жидкостей – нефти, воды, эмульсий – с растворенными в них газами), снижают гидродинамическую анизотропию пласта.

Наиболее перспективны методы, увеличивающие охват пласта закачиваемой водой. Это связано с тем, что на многих месторождениях наблюдается прогрессирующее обводнение добываемой нефти (обводненность $>70\%$) уже на ранней стадии разработки из-за низкого коэффициента охвата ($K_{охв} \sim 0.1-0.2$). При этом в высокопроницаемых промытых зонах пласта значение $K_{выт}$ близко к максимально достижимому, вытеснение нефти водой близко к поршневому и $K_{охв} \sim 0.6-0.7$.

Методы увеличения нефтеотдачи, повышающие только $K_{выт}$ (например, закачка низкоконцентрированных растворов ПАВ и полимеров), оказались малоэффективными в промысловых условиях. В то же время методы, повышающие $K_{охв}$ (или оба коэффициента вместе), дали положительный технологический экономический эффект вне зависимости от конкретного механизма воздействия. К таким методам относятся следующие:

- гидродинамические методы изменения направления фильтрационных потоков (нестационарное циклическое заводнение в различных вариантах):

- физико-химические методы регулирования фильтрационных потоков: закачка концентрированных растворов ПАВ, нефтевытесняющих композиций, сшитых полимерных и полимер-дисперсных систем, вязкоупругих и гелеобразующих систем, газа, эмульсий, пены, а также генерирование подобных систем непосредственно в пласте при использовании термотропных гелеобразующих композиций, органосиликатных систем и др.

С позиций подземной газо- и гидродинамики проблема охвата нефтеносного пласта заводнением сводится к управлению фильтрационными потоками пластовых флюидов.

В настоящее время доминирует взгляд на роль методов увеличения нефтеотдачи прежде всего, как на эффективное средство регулирования фильтрационных потоков, повышения охвата пластов заводнением или иным активным воздействием [2]. Этого же добиваются, применяя гидроразрыв пласта, бурение горизонтальных скважин и боковых стволов. При этом формируется сетка трещин гидроразрыва и возрастает добыча нефти. Однако затем достаточно быстро увеличивается обводненность продукции добываемых скважин. Это является дополнительным стимулом к применению физико-химических методов, регулирующих охват и интенсифицирующих капиллярную противоточную пропитку низкопроницаемых блоков трещиноватой матрицы

коллектора. К перспективным относятся физико-химические методы регулирования фильтрационных потоков путем создания в пласте гелевых экранов.

Нефть, оставшаяся в залежи после заводнения, называют остаточной. На основе экспертных оценок остаточные запасы классифицируют следующим образом:

- нефть, остающаяся в слабопроницаемых пропластках и участках, не охваченных водой, - 27%;
- нефть, в застойных зонах однородных пластов - 19%;
- нефть, остающаяся в линзах и у непроницаемых экранов, не вскрытых скважинами, - 24%;
- нефть, удержанная в капиллярах и в пленках, - 30%.

Таким образом, нефть которая не охвачена заводнением вследствие неоднородности залежи, составляет 70% всех остаточных запасов и представляет основной резерв для увеличения нефтеотдачи. Для извлечения остаточной нефти чрезвычайно важен системный подход к выбору метода увеличения нефтеотдачи, позволяющий организовать в определенном порядке и согласовать во времени различные типы воздействия на добывающие и нагнетательные скважины.

Из современных методов добычи высовязких нефтей наиболее эффективен метод паротеплового воздействия на залежь путем стационарной или циклической закачки пара. Обычно закачивают пар, имеющий в устье скважины температуру от **310 до 320°C** и сухость 70-80%. Давление закачка, как правило, не превышает 15-18 МПа. Обработку считают эффективной, если на 3-4 т пара дополнительно добывают 1 т нефти. Стационарная закачка пара производится непрерывно через сеть паронагнетальных скважин, добыча нефти - через сеть эксплуатационных скважин. Циклическая обработка паром состоит из трех стадий: сначала в эксплуатационную скважину закачивают пар, затем скважину закрывают и выдерживают некоторое время для прогрева пласта, после чего из нее возобновляют добычу нефти. Когда нефть перестает поступать в скважину, цикл повторяют. При таком воздействии наиболее эффективен первый цикл, эффективность последующих циклов снижается.

Повысить эффективность паротеплового воздействия можно, если сочетать его с физико-химическими методами, в которых применяются гелеобразующие и нефтевытесняющие композиции. При использовании гелей увеличивается охват пласта закачкой пара, а применением нефтевытесняющих композиций обеспечивает дополнительный выход нефти. Комплексные методы, предусматривающие паротепловое и физико-химическое воздействие на пласт, находятся на начальной стадии развития (число таких проектов невелико, однако интерес к ним большой) [2].

ЛИТЕРАТУРА

1. Х.Х. Гумерский, С.А. Жданов, В.К. Гомзиков. Нефтяное хозяйство, (2000)
2. Л.К. Алтунина, В.А. Кувшинов. Увеличение нефтеотдачи пластов композициями ПАВ. Наука, Новосибирск, 1995

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Сабырбаева Г.С., Хадиева А.С.

Каспийский Государственный университет технологий и инжиниринга имени
Ш. Есенова, г. Актау

Аннотация. В результате на основе анализа научно-технической литературы и комплекса лабораторных исследований подобрана кислотная композиция с оптимальной концентрацией для карбонатных и терригенных коллекторов.

Ключевые слова: Соляная кислота, обработка, карбонатный коллектор, пласт, проницаемость, кальций, раствор, призабойная зона.

Существует большое количество методов воздействия на призабойную зону скважин в карбонатных коллекторах. Наиболее распространенными и эффективными воздействиями с целью восстановления и улучшения фильтрационных характеристик коллектора являются обработки скважин кислотными составами.

Солянокислотная обработка (СКО) карбонатных коллекторов - это сложный процесс, причиной сложности моделирования которого служит высокая скорость реакции между карбонатной матрицей породы и кислотой. Эффективность СКО зависит в первую очередь от глубины проникновения кислоты в пласт и от полноты растворения в кислотном растворе коллектора. Для достижения эффективности необходим тщательный подбор кислотного состава и его оптимальной концентрации [1].

Для решения вопроса о выборе оптимальной концентрации кислотного раствора в условиях заданного минералогического состава карбонатных и терригенных коллекторов проведены лабораторные исследования по определению растворимости образца горной породы, элементного состава сканирующим электронным микроскопом до и после анализа растворимости, изучение пустотного пространства методом компьютерной томографии, а также фильтрационные исследования для оценки эффективности воздействия различных концентраций кислотных растворов по коэффициенту проницаемости по нефти, а также сканирование образцов компьютерным томографом до и после воздействия кислотных композиций для оценки с целью выявления новых поровых каналов образовавшиеся в результате взаимодействия породы с кислотными растворами.

Таким образом, для проведения лабораторных исследований были выбраны концентрации соляной кислоты (HCl) – 6%, 12, 16%, 20% и грязевой кислоты (раствор 12% HCl + 3% HF).

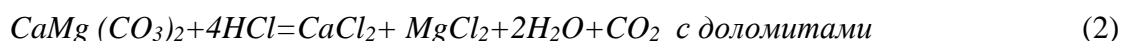
Кислотная обработка призабойной зоны карбонатных коллекторов является сложным технологическим процессом, на успешность которого влияют различные факторы. Эффективность кислотной обработки предложено повышать совершенствованием рецептур кислотных композиций и технологий их применения, а также разработкой научно-методологических основ проведения кислотных обработок. При выборе технологий по закачке кислотных составов в призабойную зону пласта решающую роль играют строение порового пространства и тип коллектора [2].

Один из основных принципов выбора концентрации компонентов кислот, входящих в кислотный раствор, состоит в том, чтобы обеспечить максимально возможное количество растворенной породы при минимальном количестве нежелательных осадков.

До сегодняшнего дня на практике применялись два типа обработок – соляной (HCl) и грязевой (раствор 12% HCl + 3% HF).

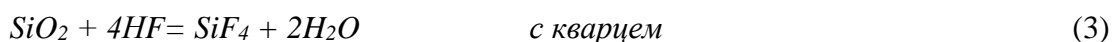
Для карбонатных пород, для растворения карбонатного материала использовали соляную кислоту, эффективно воздействующую на карбонат кальция или магния, образуя растворимые и легко удаляемые хлориды, а также для минимизации выпадения фторида кальция – нерастворимого осадка, являющимся продуктом реакции плавиковой кислоты с карбонатами.

Реакция карбонатных пород с соляной кислотой описывается уравнением (1) и (2).



Для терригенных пород, применяли плавиковую кислоту, входящую в состав грязевой, единственную кислоту, обладающую способностью растворять силикатные породообразующие минералы, являющимися основными компонентами терригенного коллектора. Однако ее особенностью является способность образовывать многочисленные продукты реакции, которые по мере нейтрализации кислоты (повышения pH) могут выпадать в качестве нерастворимых или малорастворимых осадков, коагулируя поры пласта. Применение соляной кислоты в смеси с фтористоводородной кислотой помогает поддерживать pH в нужном интервале.

Реакция фтористоводородной кислоты с кварцем описывается уравнением (3).



Образовавшийся тетрафторид кремния SiF₄ может также реагировать с HF, бесполезно расходуя кислоту, с образованием гексафторкремниевой кислоты H₂SiF₆ по уравнению (4).

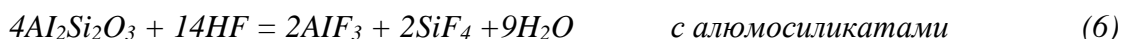


Далее гексафторид кремния SiF₆²⁻ взаимодействует с водой по уравнению (5), при этом образуется коллоидный гидроксид кремния, который в нейтральной среде выпадает в осадок в виде студенистого геля.



Плавиковая кислота также растворяет алюмосиликаты – полевые шпаты и глинистые минералы.

Реакция фтористоводородной кислоты с алюмосиликатами описывается уравнением (6).



Характер поведения алюмосиликатов при взаимодействии с водными растворами сильных кислот в значительной мере определяется отношением кремния к алюминию в кислотных тетраэдрах. Алюмосиликаты с отношением Si/Al < 0,5 обычно разлагаются с образованием кремниевого тела. Высококремнистые алюмосиликаты с отношением Si/Al > 1,5 при кислотном воздействии образуют осадок водного кристаллического кремнезема. При этом, чем ниже отношение Si/Al, тем более кислотоустойчивы алюмосиликаты.

Наиболее распространенные колюматирующие осадки, которые могут образоваться на стадии реакций минералов терригенного коллектора с фтористоводородной кислотой, – это фториды кальция и алюминия CaF_2 , AlF_3 , а также фторосиликаты и фторалюминаты калия и натрия (K_2SiF_6 , Na_2SiF_6 , K_3AlF_6 , Na_3AlF_6).

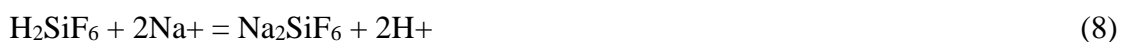
Фторид кальция обычно образуется в результате реакции кальцита с HF по уравнению (7), также он может образовываться при взаимодействии кислоты с пластовой водой, содержащей ионы кальция.



При высоком содержании карбонатов (3-15%) требуется предварительная промывка соляной кислотой, а при карбонатности коллектора свыше 15% использование плавиковой кислоты недопустимо.

Формирование осадка фторида алюминия обусловлено высокой степенью сродства алюминия к фтору и наблюдается при взаимодействии фтористоводородной кислоты с алюминий содержащими минералами.

Образование фторосиликатов и фторалюминатов натрия и калия по уравнениям (8) – (11), как правило, происходит, когда натрий- и калийсодержащие минералы пласта или солевые растворы данных металлов реагируют соответственно с гексафторкремниевой кислотой H_2SiF_6 или гексафторалюминиевой кислотой H_3AlF_6 , которая образуется при реакции плавиковой кислоты с полевыми шпатами и глинистыми минералами:



Приведенные выше осадки достаточно объемные, поэтому они обуславливают большее снижение проницаемости пласта, чем мелкозернистый осадок фтористого кальция. Образованию этих осадков способствует высокая концентрация плавиковой кислоты.

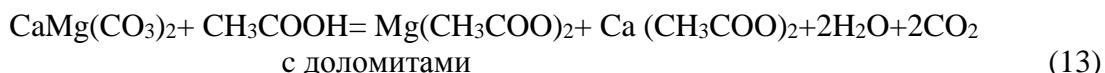
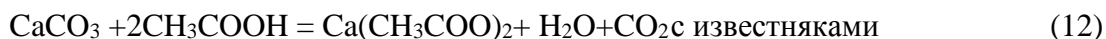
Не менее опасно с позиций осадкообразования содержание ионов железа, источниками которых могут быть продукты коррозии промышленного оборудования, а также железосодержащие минералы коллектора.

Таким образом, применение грязевой кислоты в обработках терригенного коллектора сопряжено с различными трудностями, осложняющимися токсичностью плавиковой кислоты и ее высокой коррозионной активностью.

В кислотные растворы вводят различные присадки: ингибиторы коррозии, замедлители скорости реакции и т.д.

Для защиты металла наземного и подземного оборудования, фильтра скважин, обсадных и насосно-компрессорных труб от кислотной коррозии применяют ингибиторы.

В качестве замедлителя реакции использовалась уксусная кислота (CH_3COOH). в объеме 4-5% от общего объема раствора, которая замедляет темп нейтрализации карбонатными породами степени кислотности закачиваемого агента. Это обеспечивает условия для более глубокого внедрения активного, т.е. еще не до конца прореагировавшего раствора, предотвращает выпадение осадка гидратов окиси железа и действует как основной рабочий агент, хотя уксусная кислота растворяет карбонаты в меньшей степени, чем HCl .



Карбонатные коллекторы, не содержащие в своем составе осадкообразующих включений (сульфатов, соединений железа и т.п.), обрабатывают 10-16 % водным раствором соляной кислоты. Коллекторы, содержащие осадкообразующие включения, обрабатывают уксусной (10 % масс) или сульфаминовой (10 % масс) кислотами. При обработке карбонатных коллекторов, содержащих соединения железа, при использовании соляной кислоты дополнительно вводят уксусную (3-5 % масс) или лимонную (2-3 % масс) кислоты для предупреждения осадкообразования в растворе [3].

В песчаных пластах высокой проницаемости ($K_{пр} > 0,110 \text{ мкм}^2$) с низким содержанием глинистых минералов (до 5% мас.) применяется грязекислотный раствор 12% мас. хлороводородной и 3% мас. фтороводородной кислот с предварительной промывкой хлороводородной кислотой. В породах такой же проницаемости при высоком содержании полевого шпата (20% мас.) рекомендуется снижать концентрацию фтороводородной кислоты до 1% мас., а при высоком содержании глин (>10% мас.) – снижать концентрацию обоих компонентов кислотного раствора и применять состав с содержанием хлороводородной кислоты - 6,5% мас., фтороводородной кислоты – 1% мас., при этом использовать предварительную промывку 7,5% мас. хлороводородной кислотой. В слабопроницаемых песчаниках ($K_{пр} < 0,010 \text{ мкм}^2$ и менее) даже с низким содержанием глинистого материала (до 5% мас.) рекомендуется применять кислоты с пониженной концентрации компонентов кислотного раствора: 6% мас. хлороводородной и 1,5% мас. фтористоводородной кислот с предварительной промывкой 7,5% мас. хлороводородной кислотой.

По результатам исследования растворимости пород при различных концентрациях соляной и грязевой кислоты изучены растворяющие способности различных кислотных композиций по отношению к образцам горной породы. Также выявлено, что оптимальной концентрацией для карбонатных пород является 12% HCl, а для терригенных пород использование грязевой кислоты (раствор 12% HCl + 3% HF; раствор 12% HCl + 1% HF) оказалось неэффективным.

ЛИТЕРАТУРА

1. Силин М.А., Магадова Л.А., Цыганков В.А., Мухин М.М., Давлетшина Л.Ф.: Кислотные обработки пластов и методика испытания кислотных составов. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011.
2. Гейхман М.Г., Исаев Г.П., Середа Н.Е. и др. Кислотная обработка терригенных и карбонатных коллекторов: Обз. инф. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 104 с.
3. Авторский надзор за реализацией технологической схемы разработки месторождения Северное Карагие. Отчет по договору № 169-14 от 30.03.2015 г. Заказ-наряд №10. АО «КазНИПИМунайгаз», 2015г.

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ТУРАНСКОЙ ПЛИТЫ С ПОЗИЦИЙ МОБИЛИЗМА

Тарасенко Г.В.

Каспийский Государственный университет технологий и инжиниринга имени
Ш. Есенова, г. Актау

Анотация. Проведенный анализ геолого-геофизического материала по западной части Туранской плиты подтверждает аккрецию микроконтинентов, причленившихся к Евразии в конце палеозоя и начале мезозоя. Под платформенным чехлом Туранской плиты заключены Устюртский и Карабогазгольский микроконтиненты. Между ними сформировалась складчатая зона или аккреционная призма. Основным источником образования таких зон служат силы горизонтального сжатия. До образования Туранской плиты происходил дрейф мегаплит и микроплит. Процесс сближения разнородных плит сопровождался поглощением океанической коры в зонах субдукции. При столкновении древних континентов (Русская) и микроконтинентов (Устюртский) зона субдукции перекрывалась ими (континентами), но процесс сжатия продолжается и в современное время.

Ключевые слова: Туранская плита, палео-Тетис, микроконтинент, Мангышлак, субдукция, геодинамика.

В последующем развитие западной части Туранской плиты продолжалось совместно с Альпийским складчатым поясом. Он выражен в современном рельефе системой высочайших горных хребтов, протянувшихся от Альп до Гималаев, возникших и продолжающих развиваться сегодня за счет столкновения континентальных масс Африки, Аравии и Индии с Евразией. Альпийский пояс - это складчатые сооружения мезозойского и кайнозойского возраста, созданные на месте мезозойского океана Тетис.

Большей частью в складчатых комплексах, составляющих киммерийский пояс, распознаются породы, формировавшиеся на двух окраинах, обрамлявших океан Тетис, соответственно, окраинах Гондваны и Евразии. В значительно меньшей мере в пределах пояса сохранились остатки океанической коры Тетиса. К ним относят глубоководные котловины Черного и Каспийского морей (1). Северная граница Альпийско-Гималайского пояса на западе Туранской плиты проходит по Каратауской мегаантиклинали, так как здесь резко выражены зоны раннемезозойской (киммерийской) складчатости, в которых деформации подверглись триасовые и позднепалеозойские толщи флишеподобной серии, перекрытые с резким несогласием средней и южнее Каратау нижней юрой. Эти серии формировались в условиях эпиконтинентального подножия в бассейне, который отделял Карабогазгольский континент от Устюртского. Пермо-триасовые толщи прослеживаются по всему северному краю палео-Тетиса на огромном пространстве от Западной Европы до Восточной Азии (Кушка, Парапамиз) На западе Туранской плиты пермтриасовые толщи хорошо изучены, и история воссоздается более полно. В истории геологического развития триаса выделяются три этапа.

Первый этап начинается с момента образования серых глинистых сланцев беркутской свиты, накопление которых происходило в очень спокойной субаквальной обстановке, способствовавшей тонкому отмучиванию материала в относительно теплом бассейне. Беркутская свита сменяется песчаниками отпанской свиты,

отлагающимися в прибрежных и субаквально-дельтовых условиях, при аридном климате на окружающей суше. Снижение роли песчаников в западном направлении - от Восточного Мангышлака к Центральному, вероятно связано с тем, что обломочный материал привносился с востока. Этим же объясняется и уменьшение толщины отложений отпанской свиты с востока на запад. Во время формирования долнапинской свиты и толщ восточно-каратауской серии происходило сжатие континентальной коры с юга Иранским сегментом, что привело к регрессии и изменению климата. Интенсивность привноса обломочного материала уменьшилась, аридность климата увеличилась, о чем свидетельствует уменьшение роли песчаников в разрезе. Поэтому, красцветная толща долнапинской свиты на Бузацах и Мангышлаке может служить региональной покрывкой.

Второй этап геологического развития начинается с известняково-глинистых зеленовато-серых морских пород с прослоями песчаников, которые отлагались в период растяжения континентальной коры в образовавшемся морском бассейне. В породах содержатся среднеоленьские аммониты (тарталинская и караджатыкская свита). На Кугусеме и Карашеке отложения представлены преимущественно песчаниками, содержащими аммониты, в Восточном Каратау это сланцы восточно-каратауской серии. В Западном Каратау появляются прослои прибрежных детритусовых глинистых известняков, количество которых постепенно возрастает в западном направлении и в Каратаучике достигает 26 %. По-видимому, с востока на запад продолжался привнос обломочного материала, но при этом береговая линия морского бассейна проходила сравнительно близко от северной границы современных выходов Каратауских пород и ее простираие было субширотным. В связи с этим на Бузацах оленьский ярус, верхний и средним триас сложены красцветами и более аргиллитисты. Одновременно с замещением фациального состава пород к западу сокращается их мощность. Так в разрезе Карашек толща отложений тарталинской и караджатыкской свиты 1600 метров, в Восточном Каратау около 1800 м, в Западном - от 1250 до 1000 м и в Каратаучике - лишь 300 м.

Регрессивная часть второго этапа представлена красцветными песчаниками с катунами пород ереднетриасовой карауданской свиты. Ее образование происходило в прибрежно-дельтовых районах при аридизации климата, интенсивном сокращении бассейна и развитии местных перемыков. Отложения карауданской свиты, имеющей толщину приблизительно 1,5 километра, завершают второй этап (тип) осадконакопления.

Кинематические данные также подтверждают движение Гондваны в северо-восточном направлении и поглощение океанической коры палео-Тетиса по маркируемым Киммерийским окраинно-континентальным поясам Евразии. Внутри океана палео-Тетис шло поглощение позднепалеозойской океанической коры под Евроазиатскую окраину и наращивание новой океанической коры собственно самого океана Тетис, или Неотетис. Карабогазгольский микроконтинент вместе с океанической плитой Тетис перемещался на северо-восток и за ним на юге начинался Неотетис. Палео-Тетис стал окраинным морем, возникшим в тылу киммерийской зоны субдукции.

Третий этап представлен лишь нижней трансгрессивной частью с известняками в основании, сложенной черными и темно-серыми сланцами, алевролитами и песчаниками хозбу-лакской и шаирской свит, которые распространены только в узкой приразломной зоне Мангышлака".

Формирование верхнетриасовых пород происходило в засоленном бассейне, на что указывает угнетенный характер фауны и отсутствие аммонитов (2-5). Обилие тонкодисперсного углистого материала свидетельствует о восстановительной

обстановке. Источниками терригенного материала являлись прилегающие области (Южно Эмбинский вал, Мугоджары, Урал, Казбогазский свод). Общая толщина верхнетриасовых осадков превышает 3 км.

Верхнетриасовые отложения отличаются от нижележащего состава, повышенными мощностями, неустойчивым характером чередования пород. Если доверхнетриасовые отложения формировались в условиях ничем не отличающихся от существовавших на Устюрте и в Прикаспийской впадине, то верхнетриасовые образования в окружающих Мангышлак районах или не отлагались вообще, или отлагались в виде континентальных маломощных осадков. В Центральном Мангышлаке, напротив, они формировались в интенсивно прогибающейся приразломной зоне, где скорость осадконакопления возросла примерно в 3-4 раза по сравнению с предшествующим этапом. Это, по-видимому, связано, с тектоническими особенностями периода (6). В конце триаса (карнийский век) произошла одна из крупнейших деформаций на окраине Тетиса, вызванная столкновением с активной окраинной цепочкой континентов Иранского сегмента, который в свою очередь не представлял единого целого. Палеомагнитные данные указывают на независимое движение, по крайней мере, двух его частей - западной и восточной (7).

В начале ранней юры киммерийский этап тектогенеза закончился. Основные структуры были сформированы, наступил континентальный режим на всей западной части Туранской плиты. Как отмечалось выше, киммерийский этап тектогенеза прослеживался до северной границы Каратауского вала и далее на север. Активная окраина Евразии переместилась на юг и там, в основном, происходило наращивание континентальной коры за счет микроконтинентов, оторвавшихся от Гондваны. Таким образом, юг Туранской плиты предстает как типичное коллизионное складчатое сооружение, возникшее в результате сближения и конечного столкновения Евразии с континентами Гондваны. Под платформенным чехлом Туранской низменности заключены остатки микроконтинентов, океанической коры и аккреционных призм, собравшихся в более крупный континентальный массив в предъюрский период (7).

Последующие этапы тектогенеза влияли на структурообразование, но незначительно. Их влияние происходило по глубинным разломам субдуцированной океанической коры субгоризонтального направления (20-30°), что подтверждается геолого-геофизическими и сейсмологическими данными.

Между Карабогазгольской и Устюртской микроплитами океаническая кора полностью не поглотилась, в зоне субдукции, и к ним приурочены глубокие депрессии Южно-Мангышлакского прогиба, разделенного Карагиинской седловиной на две части-Жазгурлинскую и Сегендыкскую. Карагиинская седловина относится к Карабогазгольской микроплите и образование сверхглубокой Карагиинской восточной впадины (-132м) связано с силами горизонтального сжатия происходящих на современном тектоническом этапе. Процессы, происходящие в земной коре в виде землетрясений, колебания уровня Каспийского моря связаны с субдукционным механизмом. По данным ОГТ зона субдукции зафиксирована в районе Каратау, где четко просматривается погружение отражающего горизонта под углом до 30 ° на северо-восток под Южно-Бузачинскую впадину. Из-за отсутствия глубинных сейсмопрофилей ОГТ в этой зоне проследить наглядно плоскость погружения субдукции нет возможности, но по данным ГСЭ (Димаков А.И.) эта плоскость отмечается на глубине 60 км на Северо-Бузачинском своде и хорошо сопровождается выраженным глубинным листрическим разломом, соединяющегося с субдукционной поверхностью. Зона субдукции выявлена и на западном стороне Каспийского моря (Бродский А.Я.) на сочленении кряжа Карпинского и Прикаспийской впадины. Вероятность регионального простирания зоны субдукции в этом направлении вытекает

из палинспастических построений Зоненштайна Л.П., Бражникова О.Г. и сейсмических данных ОГТ.

Объяснением отражающих площадок ("рефлективити") в подошве земной коры или кровле мантии по данным ОГТ в разных районах земной коры приводит к одному, что определяющими факторами для проявления сейсмической неоднородности являются степень разрушенности пород и их флюидонасыщенность. Сенсационными в этом плане оказались данные Кольской сверхглубокой скважины: на большой глубине пористость и флюидонасыщенность может увеличиваться и сейсмическая граница на глубине 7 км, истолкованная в 60-е годы как поверхность "базальтового" слоя, связана с зоной повышенной раздробленности пород и анизотропией скоростей (Ю.И. Кузнецов). Стало очевидным, что субгоризонтальные сейсмические границы в коре чаще всего являются частью листрических разломов, т.е. они трассируют горизонтальные подвижки в коре (8).

При образовании ослабленных слоев и мелкой расслоенности земной коры, очевидно, не последнюю роль играют глубинные флюиды. Образование глубинных флюидов связано с субдукцией океанической коры и поглощением осадочных толщ в мантию, где и происходит их дифференциация. С этим процессом связано и образование УВ, пластовых вод, твердых полезных ископаемых, при воздействии сложных физико-химических процессов, зависящих от давления и температуры, и с изменением этих условий они перемещаются во времени и пространстве. Перемещение и миграция флюидов происходит в субгоризонтальном направлении по горизонтальным и листрическим разломам. Микронефть, образованная в зоне субдукции мигрирует в парогазовом состоянии в трещиноватые зоны земной коры. Во время миграции микронефть адсорбируется вмещающими породами и в зависимости от расстояния и термобарических условий превращается в нефть. Более длительная миграция происходит в горизонтальном направлении, при высоких термобарических значениях нефть - катагенетически высоко преобразованная, легкая. Миграция микронефти в вертикальном направлении приводит к образованию нефти катагенетически слабо превращенной, тяжелой. Это происходит при низких термобарических условиях, коротким временем адсорбирования микронефти и расстоянием.

Основным направлением данной работы является выделение зон субдукции, служащей источником генерации углеводородов и других флюидов, контролирующего геодинамический режим данного региона, который можно выделить как нефтегазовую провинцию при новом подходе нефтегазогеологического районирования. С позиций тектоники плит геодинамический процесс имеет законченный вид, обусловивший выделение зоны нефтегазонакопления и зоны разгрузки. Субдукционный механизм образования углеводородов сопоставим с круговоротом воды в природе, что доказывается циклом Уилсона, где субдукция является обязательным элементом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Хаин В.Е. Палеозойский этап развития земной коры. Геология и геофизика, 1989, № 9, с. 13-15.
2. Попков В.И., Калинин М.И., Сейфулин Ш.М. Глубинное строение Северного Каспия. Док. АН СССР. 1989, т.305 № 2, с. 409-412.
3. Хаин В.Е. Структурно-динамические типы нефтегазоносных бассейнов и их формационное содержание. В кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М., МГУ, 1978, с. 125-132.

4. Хаин В.Е. Структурно-динамические типы нефтегазоносных бассейнов и их формационное содержание. В кн.: Современные проблемы геологии нефти и газа. М., МГУ, 1978, с. 125-132.
5. Стратиграфия СССР. Триасовая система. М., Недра, 1973 г.
6. Зоненшайн Л. П., Кузьмин М. И. Тектоника плит СССР. В 2-х томах.
7. Добрецов Н. Л., Кирдяшкин А. Г. Глубинная геодинамика. Новосибирск, 1994. — 299 с.
8. Кузьмин М. И., Корольков А. Т., Дриль С. И., Коваленко С. Н. Историческая геология с основами тектоники плит и металлогении. Иркутск: Изд-во Иркут. ун-та, 2000. — 288 с.

УДК 550.8 (043.3)

РОЛЬ НЕФТИ В МОДЕЛИ ПЛАНЕТЫ ЗЕМЛЯ

Тарасенко Г.В.

Каспийский Государственный университет технологий и инжиниринга имени
Ш. Есенова, г. Актау

Аннотация. Роль нефти и флюидов в земной коре не поднимался вообще. Человечество пока не изучало ее функции в земной коре. Но если принять планету как природный электроконденсатор и радиатор, то сразу станет понятным, что флюиды служат планете как охлаждение и электролитическая жидкость. Образование флюидов происходит в субдукционной литосфере, куда осадочные толщи поставляются в мантию постоянно и в континентальных условиях по границе Мохоровичича, где за счет электричества и образуется нефть, газ и вода, которые и мигрируют постоянно в земную кору.

Ключевые слова: образование нефти, модель планеты, плазма, шаровые конкреции, синтез, карст, флюиды.

Образование планет связано с процессом «большого взрыва». Пылевидные туманности, наблюдаемые в телескопы астрономами обсерваторий всего мира, показывают их спиралеобразное строение, указывающее на вращение. Это вращение и приводит к динамо-эффекту и накоплению огромного электрического заряда. Вовремя электроразряда (взрыва) образуются плазменные шарообразные планеты (звезды) обладающие магнитным и гравитационным полем за счет вращающейся плазмы. В ней и перерабатывается весь собранный космический мусор и образуется первичная кора, которая так же постоянно поглощается за счет спиралеобразного вращения плазмы, называемые в земных условиях субдукцией. По данным химических анализов комет и астероидов отмечается наличие органического углерода, который сгорает только выше 600⁰С, что указывает на холодную плазму, в которой и сохраняется углерод. Таким образом, жизнь на планете начиналась именно из этой плазмы, принесенной из космоса.

Роль нефти в планете Земля рассматривается очень редко и этот вопрос почти не поднимается. Давайте рассмотрим модель планеты. Последние сейсмические и сейсмологические данные позволили изучить внутреннее устройство планеты Земля, где было выделено несколько геосфер от ядра до земной коры [1]. Как известно, скорость вращения геосфер уменьшается от ядра до поверхности. Если скорость дрейфа континентов регистрируется данными GPS, то замер скорости нижележащих геосфер еще не разработан, но она в десятки раз выше, чем предполагалась [2],

ориентировочно принято: скорость мантии 1–10 м/год, а ядра – 20-40 м/с. Налицо разность скоростей геосфер от ядра до поверхности. Значит, дрейф континентов происходит за счет передачи вращения от ядра до поверхности. Этот процесс мною ассоциируется с передаточным механизмом в автомобиле, который, в конце концов, стирается и меняется (сцепление). Этот же самый эффект и приводит к динамо-эффекту планеты Земля, что и служит генератором электричества в огромных количествах. Накопителем вырабатываемой таким образом энергии служит литосфера, имеющая свойства электрического конденсатора. Пластинами земного конденсатора служат горные породы (пласты), а прокладкой (диэлектриком), в свою очередь, являются нефть (флюиды), циркулирующие (мигрирующие) между пластами. Флюиды образуются в зонах субдукции из горных пород, содержащих в себе и органические вещества. Во время поглощения горные породы растираются в порошок (муку) за счет эффекта жерновов, образующегося за счет разницы скорости движения пластин (пластов) и геосфер. Глубинные флюиды растворяют и выносят на большие расстояния различные растворимые в ней породы (глина, известняк и др.), образуя, таким образом, базальные пачки, по которым и происходит миграция флюидов. Таким образом, литосфера служит не только электрическим конденсатором [3], но и радиатором для охлаждения ядерно-плазменных процессов в мантии и ядре планеты Земля. Флюиды образуются за счет этих процессов: нефть – из органики – углерода и водорода, а вода – из кислорода и водорода. Т.е. нефть – органического происхождения, а вода – неорганического, но механизмом их превращения служат электровзрывы в земной коре и мантии [4], приводящие к ядерно-плазменным реакциям холодного типа (до 600 °С).

В то же время базальные пачки служат и смазкой для вращения геосфер и движения пластов (пластин, чешуй). Во время движения пластов происходит их дробление, за счет растягивания (разрыва), образуя карсты, зеркала скольжения, стилолитовые швы, листрические разломы. Пустоты заполняются флюидом, которые за счет электроразрядов в земной коре приводят к процессам ХЯС, приводящим, в свою очередь, к образованию вторичных отложений. К ним относятся уголь, уран, полиметаллические руды и др.

Примером строения планеты Земля служат шарообразные конкреции, образованные за счет электровзрывов в нефтегазоводоносных пластах [4]. Вовремя электровзрыва образуются шаровые молнии, обладающие мощным электромагнитным и гравитационным полем притягивающие растворенные химические элементы из пластовых флюидов. Образование нефти связывается именно с этими процессами, но в зонах субдукции, куда постоянно поставляется органический углерод вместе с горными породами. Происходит холодная трансмутация ядер химических элементов, которые вступают в реакцию и образуют новые соединения, в том числе воду, нефть, различные газы и т.д. [5-7]. Доказательством этих процессов служат палинологические исследования флюидов, где спора и пыльца может сохраняться до 600 градусов, а по отражательной способности витринита не превышает 300 градусов, что доказывает реакции холодного синтеза в мантии и ядре планеты Земля [8]. Теория тектоники плит скольжения геосфер и геолитодинамических комплексов в литосфере на основе ротационного режима планеты Земля является одной из самых перспективных направлений в изучении современной геодинамики.

Подземные грозы зафиксированы и в континентальных условиях на Кольской сверхглубокой скважине, на побережье Ладоги в Карелии в 1996 году, где земля на протяжении сотен метров была как бы взорвана изнутри при этом образовалась ровная неглубокая траншея. Деревья, которые раньше на ней росли, оказались вывороченными с корнями и отброшенными в сторону и что совсем странно, корни у многих из них были обуглены и дымились. Получалось, что огонь опалил их снизу, из-под земли!

Интересно отметить что, если бы этот случай произошёл лет сто назад, тогдашние геофизики без труда объяснили бы его следствием подземной грозы. "Земное электричество производит бури, которые разрушают внутреннее строение нашей планеты точно так же, как бури в атмосфере приводят в беспорядок воздушное пространство", - писал в 1903 году Жорж Дари в своей книге "Электричество во всех его применениях". Мы имеем в виду известные всем землетрясения, причиной которых служит несомненно, электричество. Земля наэлектризована во всей своей совокупности и сильные электрические токи беспрестанно пробегают по ней. Если воздух сух и горяч или уже до того насыщен электричеством, что не может принять в себя избытка его, выделяемого землею, если залежи мела и кремнистых почв находятся поблизости от мест, богатых металлами, тогда накопление электричества в конце концов ведет к разряду совершенно так же, как это бывает во время атмосферной грозы. Можно себе представить, к каким разрушениям может привести подземная гроза, когда она разряжается на пространстве в несколько квадратных километров сквозь различные залежи, расщелины, впадины и т.д.

Подобием происходящих процессов в галактике, планетах, земной коре, служат экспериментальные данные, проведенные в институте Физики им. Курчатова под руководством Леонида Уруцкого. "Эффект Уруцкого" связан с непонятным явлением – плазменным объектом, похожим на шаровую молнию /5/. Появление шаровой молнии связано с электровзрывом проволочек в дистиллированной воде. Моделируя подводный электрический взрыв, они столкнулись с непонятным явлением, похожим на шаровую молнию нерадиоактивного излучения со скоростью вращения 20-40 м/сек. После эксперимента, во взрывных камерах появились посторонние химические элементы в крейсерских количествах – на уровне нескольких процентов от исходной массы взрывающегося вещества (титановой, железной, свинцовой, никелевой и танталовой фольги), которых до того там не было и по всем законам физики, быть не должно. Это золото, серебро, фосфор, сурьма, железо, галлий. Таким образом, свинец превращался в золото, никель – в серебро, титан – в свинец... Сколько химических элементов, столько и превращений.

Такие же условия создаются в пласте коллекторе, который всегда заполнен флюидами. Если это так, то коллектор представляется пустотелым (карст), заполненный водой, нефтью или газом. Происхождение электровзрыва в коллекторе связывается с накоплением электрической энергии в геолитодинамических комплексах (пластин, чешуй, пластов), за счет горизонтальных тектонических движений в земной коре и ее расслоением. Примером электровзрывов являются сложные аварии в угольных шахтах или геофизический метод самополяризации пластов (ПС).

Связь образования угля из нефти и наоборот рассматривались во многих работах [9], что служит основанием предполагать образование пустот (карстов) в земной коре в различное время, заполненных нефтью или водой. Во время подъема пласта (эксгумации) горизонтальными подвижками обдукционного механизма на поверхность, наблюдаются субгоризонтальные выходы угольных пластов (Челябинск, Таучик, Экибастуз и др.) или киров (месторождение Карасязь-Таспас).

Передача движений происходит на основе ротационного режима планеты Земля [10], т.е. происходит вращение геосфер от ядра до мантии и эти движения достигают поверхности. Но скорость на поверхности по данным GPS колеблется от 2 см/год на континентах, а в океанах достигает 16. Разница скоростей связана с толщиной литосферы, которая на континентах достигает 300 км, а в океанах – 5-20 км. За счет разницы толщины литосферы, образуется разное количество геолитодинамических комплексов, которые проскальзывают друг под другом и таким образом гасится скорость движений плит на поверхности. В связи с разностью скоростей, океаническое

ложе в 3 раза больше, чем континентальное, что сходится и по географической территории. Гашение скорости начинает происходить на уровне геосфер передаваемой от ядра, вращение которого достигает 20-40 м/сек (по экспериментальным данным Уруцкого М. /5/), нижней и верхней мантии со скоростью 1-10 м/год. Вращение геосфер и приводит литосферу в движение и создает гравитационное, геомагнитное и электрическое поле планеты Земля, где создаются все условия для воспроизводства полезных ископаемых, за счет электричества и холодного ядерного синтеза [11-12].

Накопленный геолого-геофизический материал по Прикаспийской впадине и прилегающего Каспия территорий позволяет прийти к выводу о постоянной генерации флюидов в залежи месторождений. К такому выводу, я подошел с позиций теории тектоники плит скольжения, где основным механизмом генерации флюидов служат зоны субдукции в континентальных условиях [9-11]. Процессы субдукции на изучаемой территории хорошо выявляются сейсмическими методами ОГТ, как, например, сочленение микроконтинента Кряжа Карпинского с Астраханским сводом. Эта зона относится к Астраханско-Актюбинской островной дуге, на которой, в основном, выявлены крупные месторождения (Тенгиз, Астраханское, Жана-Жол, Кенкияк, Карачиганак и др.).

Химический состав нефти этих месторождений в основном одинаков и содержит различное количество сероводорода. Это указывает на то, что миграция флюидов из зоны субдукции происходит субвертикально. Субгоризонтальная миграция приводит к адсорбированию сероводорода во вмещающихся породах аккреционной призмы и в зоне разгрузки субдукции нефти в основном содержат парафины (Мангышлак) и редкие металлы (Бузачи).

ЛИТЕРАТУРА

1. D. Andrault, J. Monteux, M. Le Bars, H. Samuel. The deep Earth may not be cooling down Earth Planet. Sci. Lett., 443 (2016), pp. 195-203, [10.1016/j.epsl.2016.03.020](https://doi.org/10.1016/j.epsl.2016.03.020)
2. M.J. Hoggard et al. 'Global dynamic topography observations reveal limited influence of large-scale mantle flow.' Nature Geoscience (2016). DOI: 10.1038/ngeo2709
3. Воробьев А.А. Физические условия залегания и свойства глубинного вещества. (Высокие электрические поля в земных недрах). - Томск: Изд-во ТГУ. 1975. 296с.
4. Тарасенко Г.В., Демичева Е.А. Электровзрывы в земной коре и их роль в образовании нефти. XV Международная научная школа им. Академика С.А.Христиановича «Деформирование и разрушение материалов с дефектами, и динамические явления в горных породах и выработках» Крым, Алушта, 19-25 сентября 2005г.
5. Уруцкий Л.И., Ликсонов В.И., Циноев В.Г. Экспериментальное обнаружение "странного" излучения и трансформации химических элементов // Прикладная физика. -2000. -№4. -с.1-23.
6. Тарасенко Г.В. Конденсаторная батарейка. Сборник тезисов 13-й Международной конференции «Конденсированные среды ядерного синтеза» п. Дагомыс, Сочи, Москва, 25 июня по 1 июля, 2007 г.
7. Тарасенко Г.В. Новый крекинг на основе холодного ядерного синтеза. Сборник тезисов «Форум Научных Идей», 4 - 6 Апреля 2007 года, г. Атырау, Казахстан.
8. Тарасенко Г.В. Геологические аспекты холодного ядерного синтеза и электроразрядов в земной коре. 5th International Symposium on Hydrocarbon Accumulation Mechanisms and Petroleum Resource Evaluation. China University of Petroleum, Beijing

October 17-19, 2009. Сборник докладов.

9. Тарасенко Г.В. Континентальные субдукция и обдукция – единый механизм нефтегазо-и структурообразования. “Генезис нефти и газа”. Москва, ГЕОС. -2003.

10. Тарасенко Г.В. Тектоника плит скольжения, палинология флюидов и грядущие катастрофы на планете Земля от техногенеза. Проблемы сейсмологии III-го тысячелетия: Материалы международной геофизической конференции г. Новосибирск 15-19 сентября 2003. - СО РАН. с. 86-90.

11. Тарасенко Г.В. Происхождение землетрясений с позиций тектоники плит скольжений. 14 Международный семинар «Геодинамика и сейсмичность Средиземноморско-Черноморско-Каспийского региона», тезисы докладов 2-6 октября 2006 г. Геленджик. с. 34-37.

12. Tarasenko G.V. The Mechanism of Formation of LENR in Earth's Crust. 21th International Conference on Condensed Matter Nuclear Science (ICCF-21), 3 - 8 June 2018, Fort Collins, CO USA.

УДК 550.8 (043.3)

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВИДЕТЕЛЬСТВА ХЯС И ТРАНСМУТАЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ

Тарасенко Г.В.

Каспийский Государственный университет технологий и инжиниринга имени
Ш. Есенова, г. Актау

Аннотация: Коротко изложены наиболее очевидные геологические свидетельства трансмутации элементов и холодного ядерного синтеза: глобальное распространение раковин морских моллюсков, необъяснимое возникновение железомарганцевых конкреций на дне морей и океанов, проблемы образования жиод – замкнутых каменной оболочкой друз кристаллов кварца, проблемы возникновения алмазов – их полигенез, проявление трансмутации элементов. Обсуждаются проблемы дальнейших исследований существенного влияния холодного ядерного синтеза на геохимические процессы, образование минералов.

Ключевые слова: плазма, конкреции, синтез, трансмутация, алмаз, горные породы.

Известняк, CaCO_3

Горные породы – известняки, мраморы имеют биогенное происхождение, это раковины моллюсков, их состав CaCO_3 . Особенно много известняков было накоплено в течение мелового геологического периода 145-160 млн. лет назад. Этот период жизни Земли так назван потому, что тогда были накоплены огромные объемы материала известняка, исходный материал для которого, кальций, в таких количествах не поступал в океаны и моря (для накопления такой огромной толщи, составляющей около 10% осадков земного шара [1]). Этот продукт деятельности моллюсков продолжается и сегодня, не так интенсивно. Процесс роста Большого Барьерного рифа (шириной в среднем 100 км, длиной 1000 км, вдоль северо-восточного берега Австралии), постоянного увеличения запасов CaCO_3 происходит на наших глазах сегодня. Еще пример – раковины-беззубки в реках России. Если у раковины отломать створку-крышку и кормить ее без какого-либо кальция, створка отрастает. Кальций образован биологическим путем, трансмутация элементов: на входе – вода + корм без кальция, на выходе – новая створка CaCO_3 . Примерно то же происходит с созданием птицами

скорлупы для яиц. Курица несется почти каждый день. Для скорлупы своих яиц она не получает достаточного количества кальция, на птицефабриках их откармливают рыбной мукой, богатой калием, но не кальцием. Растения и деревья, выращенные методом гидропоники, без грунта, содержат химические элементы, которые не содержались изначально в семени – вплоть до редкоземельных металлов и золота, которых не было в воде и воздухе. Трансмутации химических элементов свойственны в разной степени всем живым организмам.

II. Железомарганцевые конкреции

Это камни, округлые, вроде булыжников, поперечником 10-20 см, лежат на глубине абиссали океанов и морей, местами дно выложено ими сплошь, как булыжная мостовая. Плотность камней на дне различна; конкреции встречаются и в некоторых озерах, на совсем небольших глубинах. Запасы железа и марганца огромны, порядка 300 млрд тонн, добывать пока дорого. Происхождение неизвестно, догадки геологов многочисленны и разнообразны. Хотя исследований на эти темы опубликовано много, однако по-прежнему сохраняется дискуссионность и неопределенность во многих вопросах, неясны кардинальные проблемы их происхождения и роли в океанской среде [2]. Предположение о трансмутации элементов, Fe и Mn, а также Ni и Zn, входящих в состав конкреций, не высказывается, оно сегодня представляется геологам слишком одиозным.

III. Аметистовые жеоды

Это минеральное образование, которое имеет изометричную округлую форму, размер от сантиметра до одного метра. Сверху – кремниевая скорлупа SiO_2 , агат, часто полосчатый, внутри полости кварцевые кристаллы, друзы горного хрусталя, фиолетовой разновидности – аметиста. Реже встречаются кристаллические друзы других минералов, отлагающихся в пустотах [3]. Жеоды имеют терригенное происхождение и распространение; каков их генезис? Но главное – почему такая форма, как кварц проник сквозь кремневую скорлупу и образовал кристаллы? Ответ на вопрос с позиции возможной трансмутации – образования кристаллов “из ничего” встречает много недоумений: как быть с представлением о возникновении некой кристаллической массы, если нет доступа вещества внутрь скорлупы, ведь ясно, что скорлупа образовалась раньше, чем ее кристаллическое заполнение, продолжающееся, видимо, до настоящего времени. Вообще говоря, трансмутации элементов здесь нет, но присутствует эффект “возникновения из ничего”, проникания вещества сквозь стенку жеода, телепортация. Телепортация известна в квантовой физике, но в нашем случае приходится выйти за пределы этого известного. Опять для объяснения наблюдаемых фактов приходится отойти от “нормальной науки”. Рассмотренные примеры, распространенные и повсеместные, иллюстрируют широкие возможности природной минерагении и участие в них трансмутации элементов. Особенно активные процессы минерагении происходят в зонах разломов, субвертикальных неоднородностях физико-химических свойств горных пород разного происхождения – магматического, тектонического.

IV. Алмазы

Это кристаллический углерод, кубической или гексагональной сингонии, прозрачный кристалл, обладающей самой большой твердостью и замечательными ювелирными качествами. Благодаря исключительно большой стоимости, он хорошо изучен. Алмаз – пример трансмутации, происходящей в различных геологических и физических условиях. Современная геология считает, что алмазы образуются в магматических трубках взрыва (алмазоносные трубки) при очень высоких температурах и давлениях. Вмещающими алмазопородами являются кимберлиты, которые состоят в основном из оливина, пиропы, магматита, кальцита, ильменита и

других минералов. Такие трубки образуют первичные месторождения алмазов. Кроме того, алмазы добываются из значительно более широко распространенных и обычно более богатых россыпных месторождений, представленных морскими и речными песками и галечниками, в которых алмазы накапливаются благодаря денудации – механическому разрушению, смыву и переносу вмещающих их первичных пород. Основной вопрос – откуда взялся углерод, которого нет в материнских породах. Ориентируясь на сопутствующие минералы, видим, что характерные условия образования соответствуют глубинам и температурам Земли 120-150 км, вместе с тем встречаются алмазы, образованные в верхней части земной коры, при глубинах и температурах до 5 км [4]. Экспериментальные исследования, в том числе лабораторные, показывают, что явления трансмутации химических элементов происходят и при низкотемпературном слабоэнергетическом воздействии – механическом, электромагнитном с выделением энергии. Вместе с тем алмазы имеют и импактное происхождение, их месторождения находятся и в астроблемах – местах падения астероидов и крупных метеоритов. Богатейшее месторождение алмазов – Попигайская астроблема на севере Сибири, в районе Таймыра. Только в верхней части земной коры, мощностью 1 км и площадью 10000 кв. км, запасы оцениваются более чем 108 тонн алмазов. Вне астроблемы алмазов нет [5]. Импактные алмазы находят во многих районах – в Восточной Сибири, Северной Америке, Канаде, Бразилии, в метасоматически измененных регионально-метаморфизованных породах Кокчетавского массива в Северном Казахстане.

V. Метасоматоз и минеральные трансмутации

Метасоматоз – это процесс замещения вещества под воздействием минеральных растворов, растворения старых минералов и замещении новыми. Процессы метасоматоза происходят особенно активно в зонах разломов, субвертикальных неоднородностях, кимберлитовых трубках, характеризующихся высокой проницаемостью флюидов и газов, движением термальных вод, обогащенных растворенными минералами. Эти процессы сопровождаются минерацией, образованием алмазов и сопутствующих минералов – оливина, граната др. Сам факт трансмутации может быть выявлен тонким химическим анализом циркулирующих подземных вод. Сейчас можно считать доказанными трансмутацию, образование кристаллического углерода из других элементов различными путями, полигенез. Геологи согласны с существованием минерального полигенеза – природного разнообразия геологических процессов, сопровождающихся трансмутацией элементов.

VI. Обсуждение результатов, методические замечания

Геология имеет дело с объектами и процессами чрезвычайной сложности, далеко не всегда поддающиеся адекватному описанию простыми моделями. Методы геологии основаны в основном на качественных, в отличие от количественных методов других естественных наук – физики, химии. Геологические модели используют опыт и знания ученого, геолога, поэтому геология широко использует непредвзятое восприятие естества, эвристический метод. Эвристика – это творческий подход к принятию решений с использованием опыта исследователя, его интуиции, коллективный мозговой штурм. Ясно, что такая свобода стимулирует решение проблем большой неоднозначности и творческого риска. Рассмотренные в настоящей статье проблемы ограничены случаями относительно простыми, четко очерченными. По моему мнению, в самом начале пути достаточно рассмотреть несколько убедительных примеров, чтобы принять позицию альтернативной науки в целом. Геология видит много свидетельств, однозначно говорящих о том, что геологические процессы происходят с участием холодного ядерного синтеза, трансмутации элементов в косной и живой природе. Прорывные геологические идеи, свойства вещества Земли и роль трансмутации

химических элементов в ходе эволюции планеты, высказаны в ряде работ [6], [7] и др. Есть и еще обширные области природы вещей, пока только обнаруженные, почти не изученные. В любом случае остается справедливым утверждение Н.А. Козырева, что внешние необратимые процессы дистанционно воздействуют на состояние вещества сложных систем, вплоть до изменений свойств вещества и протекающих в нем явлений [8] полностью подтверждает опыт и результаты изучения холодного ядерного синтеза и трансмутации элементов в геологии.

ЛИТЕРАТУРА

1. Геологический словарь, т.1. Недра, М., 1978.
2. Е.Г.Гурвич. Металлоносные осадки мирового океана. Научный мир, М., 1998. С. 340.
3. А.Н. Годовиков, В.И. Степанов. Формы нахождения минералов. Экос, М., 2002. С. 372.
4. А.В. Николаев, В.И. Французова. Сейсмическая томография: генезис и мониторинг алмазоносных трубок. Геология и геофизика южных районов России, (5):17–26, 2017.
5. С.А. Вишневский. Попигайская астроблема. ГЕО, Новосибирск, 2016. С. 69.
6. И.А. Бергман. Железисто-кремнистый рудогенез раннего докембрия. Минеральное сырье, (28), 2013. М.: ВИМС. С 343.
7. В.А. Кривицкий. Парадоксы трансмутации и развитие Земли. Академика, М., 2016. С. 238.
8. Н.А. Козырев. Избранные труды. Изд. ЛГУ, Л., 1991. С. 445.

УДК 553

МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫНЫҢ МҰНАЙ МЕН ГАЗ КЕЛЕШЕГІН КЕҢЕЙТУ

Жүсіп М.Қ.

Ш.Есенов атындағы КМТИУ, Ақтау қаласы

Андатпа: Қазақстан Республикасы – әлемдегі ең ірі мұнай өндірушілердің бірі. Маңғыстау облысы мұнай қоры мен мұнай өндіру көлемінде ерекше орын алады. Облыстың аумағында көмірсутегі шикізаттардың 70 кенорны игеріліп, жалпы бастапқы қоры шамамен мұнайдың 900 млн тоннасын, газдың 150 млрд м³ көлемін құрады. Сонымен қатар, ресурстық базаны толықтыру, сондай-ақ осы өңірдегі өндіріс көлемін ұлғайту мәселесі бүгінгі күні өзекті болып табылады. Осы мақсаттарға жету үшін Каспий теңізі акваториясының зерттелмеген жерінде де, құрғақ жерлерде де, аймақтық геологиялық барлау жұмыстарын қайта жандандыру қажет.

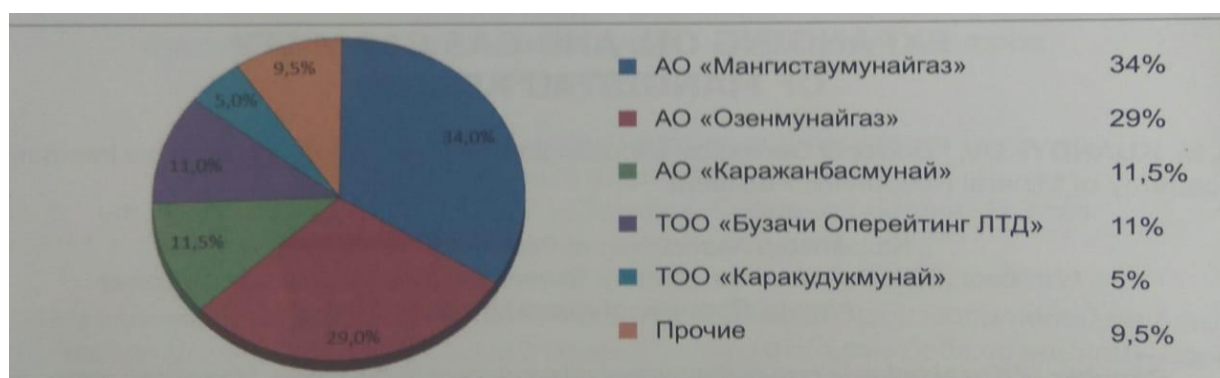
Түйінді сөздер: Каспий теңізі акваториясы, перспективалы құрылымдар, карбонатты шөгінділер, барлау жұмыстары, мұнай және газ өндірісі, ресурстық база.

Маңғыстау облысы өз қойнауында мұнай мен газдың едәуір қорын құрайтын мұнай-газ кешені бар, Қазақстанның ірі өнеркәсіптік аймағы болып табылады. Облыс аумағында жалпы бастапқы алынатын қорлары бар 70-ке жуық көмірсутек шикізатының кенорны барланған: мұнай -900 млн тонна, газ -150 млрд м³ .[1]

Ауданның ең ірі кен орындары: 108 млн.тоннаға жуық қалдық алынатын қорлары бар Өзеннің бірегей мұнай-газ кен орындары, 50 млн.тоннаға жуық қалдық алынатын қорлары бар Жетібай мұнай-газконденсаты, 160 млн. тоннаға жуық қалдық

алынатын қорлары бар Қаражанбас, Солтүстік Бозашы, Қаламқас мұнай-газ кен орындары.

Барлық жылдар ішінде облыста шамамен 550-600 млн тонна мұнай өндірілді. Маңғышлақта ірі және алып кен орындарын игеруге жедел енгізу аудан экономикасының қарқынды дамуына және әлеуметтік инфрақұрылымның белсенді дамуына ықпал етті. Маңғыстау облысында қазіргі уақытта 25-ке жуық мұнай-газ өндіруші және 20-дан астам мұнай сервистік компаниялар жұмыс істейді және ауданның мұнай-газ секторының негізгі кәсіпорындары: АҚ «Маңғыстаумұнайгаз», АҚ «Қаражанбасмұнай», ЖШС «Бозашы Оперейтинг ЛТД» және ЖШС «Қаракұдықмұнай» осы және басқа да кәсіпорындарда ондаған мың жоғары білікті жергілікті мамандар жұмыс істейді.



Маңғыстау облысының өндіруші компаниялары

2016 жылы Қазақстанның барлық кен орындарында өндірілген 77,1 миллион тонна мұнай мен конденсат газынан Маңғыстау облысы шамамен 18 млн тонна мұнай өндірді, бұл жалпы өндірудің 22% - ын құрайды. Жалпы Маңғыстау облысы Атырау облысынан кейін мұнай өндіру бойынша екінші орында тұр.

Соңғы екі онжылдықта Маңғыстау өңірінің мұнай-газ өнеркәсібі қол жеткізілген деңгейде мұнай өндіруді қолдау проблемасына тап болып отыр. Пайда болған жағдайдың негізгі себебі кен орындарының көпшілігі өндіру шыңында. Осы маңызды мәселені шешу үшін осы өңірдегі геологиялық барлау процесін күшейту басты міндеттердің бірі болып табылады. Маңғыстау өңірінің ресурстық базасын толықтыру үшін баса назар аудару қажет геологиялық барлау жұмыстарының негізгі бағыттары мыналар болып табылады:

1) Мұнай-газды арттыру есебінен жұмыс істеп тұрған кен орындарында өндіруді қолдау, қазылған кендер мен мұнай кеніштеріндегі қалған горизонттарды өндіруге ескі шоғырлардан қосу;

2) Бірінші кезекте өзен және Қарамандыбас кен орындарына іргелес аумақтың триас және палеозой шөгінділерін зерделеу;

3) Оңтүстік Маңғышлақ бассейнінің юраға дейінгі кешенін зерделеу;

4) Жазғұрлы ойпатының шөгінді кешенін (бірінші кезекте мезозой шөгінділері) зерделеу;

5) Киммеридж және титон қабаты көлемінде жоғарғы юра қимасының карбонатты секциясы;

6) Бұрын анықталған, бірақ барлауға қосылмаған перспективалы құрылымдарда бұрғылауды жандандыру;

7) Каспий теңізінің солтүстігіндегі, сондай-ақ ірі және бірегей мұнай-газ кен орындары ашылған көрші аумақтардағы, Ресей мен Әзірбайжандағы іздеу

жұмыстарының тәжірибесін ескере отырып, Каспий теңізі акваториясындағы кен орнын іздестіру.

Маңғыстау өңірінің көптеген кен орындары кейінгі кезеңдерде (Өзен, Жетібай, Қаламқас) әзірленеді. Мұнай бойынша ұңғымалардың дебиті өнімнің сулануы төмендеуде. Қалдық қорлардың басым бөлігі қиын өндірілетін санатқа жатады. Осыған байланысты игерілетін қабаттардың мұнай беруін айтарлықтай арттыруға мүмкіндік беретін мұнай өндірудің жаңа технологияларын қолдану және міндеттері өзекті болып табылады, оларда мұнайдың едәуір қалдық қорларын дәстүрлі әдіспен алу мүмкін емес. Акцент өндірудің уақытша ұлғаюына алып келетін және түпкілікті мұнай беруге іс жүзінде әсер етпейтін физикалық әдістерде (ГРП, көлденең ұңғымалар және т.б.) ғана емес, түпкі мұнай беруді арттыру мақсатында қабатқа аралас әсер ету әдістерін (жылу, химиялық, газ-гидродинамикалық және т. б.) қолдану қажет.

Осылайша, әрбір ұзақ игерілетін кен орны үшін рентабельділікті ескере отырып, қабаттан мұнайдың көп мөлшерін алуға және қысқа мерзімді және орта мерзімді кезеңдерде өндірудің жоғары деңгейін тұрақты қолдауға мүмкіндік беретін техникалық әдістер геологиясын әзірлеу қажет, бүгінгі таңда мұндай кен орындарының өмірін қолдаудың ең басты міндеті көмірсутектердің қалдық қорларын өнімді қабаттар бойынша бөлу аймақтарын белгілеу және алу бойынша акцентацияланған жұмыстар болып табылатыны анық.

Маңғышлақта жұмыс істеп тұрған кен орындарында одан әрі жүргізілетін жұмыстардың тағы бір маңызды бағыты оларды жете зерттеу болып табылады. Кеңес уақытында аймақта алғашқы геологиялық барлау жұмыстарын жүргізу кезінде негізгі назар юра- бор кешеніне аударылды. триас және одан да ескі шөгінділерді зерттеуге сол кезде аз көңіл бөлінді. Жетібай-Өзен сатысы мен Беке-Башқұдық валы аймағында жоғарғы палеозой кешенін зерттеу және палеозойдың карбонатты кешенінде барлау жұмыстарын жүргізу ретінде ықтимал дамуында ұсынылуы тиіс негізгі аудан болып табылатын. Бұл ретте, палеозой қабатындағы және ортаңғы триастың вулканогенді сынық карбонатты қабатындағы және палеозойдың тығыздалу аймақтарында жаңа шоғырларды зерттеу және іздеу болуы тиіс. «Өзенмұнайгаз», «Маңғыстаумұнайгаз» сияқты ірі компаниялар Өзен, Бектурлы, Қарамандыбас кен орны ауданындағы осы кешендерді зерделеуде алғашқы қадамдар жасады.

Юраға дейінгі кешенді зерттеу жұмыстарын Оңтүстік Маңғышлақ бассейнінің құрылымдарында жүргізу қажет. Соңғы жылдары мұнда триас шөгінділерінен ашылған ұңғымалар көпбұрғыланды және едәуір көп жаңа кен орындары ашылды. Придорожное, Батыс Жетібай, Оңтүстік Жетібай, Солтүстік - Батыс Жетібай, Емір, Долинное, Шығыс Аққар кен орындарында және басқаларында орта және жоғарғы триас шоғырлары табысты әзірленуде.

1967-71 жылы 4, 6 ұңғымаларында осы кешеннен мұнай ағыны алынды. Орта Каспий және тектоникалық акваториясының Ресей секторында орналасқан Хвалын, Широтное және Ракушечное кен орындарындағы жоғарғы юраның киммеридж - титондық және жоғарғы оксфорд шөгінділерінен мұнай мен конденсаттың өнеркәсіптік ағындарын алуда, Манычск-Оңтүстік - Маңғышлақ аймағына ұштастырылған, Оңтүстік Маңғышлақ, Жазғұрлы депрессиясында және үлкен Маңғышлақ флексуралар кен орындарындағы көрсетілген карбонатты қабатқа үлкен қызығушылық тудырады.

Өңірдің мұнай саласын бұрын дайындалған перспективалы құрылымдарда жылдам бұрғылау арқылы нығайтуға болады. Бұл тұрғыда ең перспективалы Оңтүстік Маңғышлақ болып табылады, мұнда әр түрлі дәрежедегі сейсмикалық әдістермен бұрғылауға дайындалған 80-нен астам жергілікті құрылымдар бар. Олардың кейбіреулерінде бұрғыланған және ішінара сыналған терең ұңғымалар бар, бірақ құрылымдардың көпшілігі бұрғылаумен қамтылмаған. Мұндай құрылымдарға

Малдыбай, Шалва, Аккар, Шығыс Алсай, Ұзынқұдық, Есен және т. б. жатады. Алдын ала мәліметтер бойынша, құрлықтағы анықталған құрылымдар бойынша алынатын мұнай ресурстары әрқайсысында 30 млн тоннаға дейін сұйық көмірсутегін және 9-10 млн текше метр еркін газды құрауы мүмкін.

Солтүстік Үстірттің құрлығының шегіндегі юра мұнай-газ қабаттарында да Тепке, Батыс Тепке, Өлі Қолтық, Салқын және басқа да перспективалы нысандар бар.

Каспий теңізі акваториясының бір бөлігі мұнай мен газдың жаңа кен орындарын іздестірудің перспективалы ауданы болып табылады, сондай-ақ Хазар мен Ауезов Теңіз кен орындарында көмірсутек шикізатының шоғырларын табу Каспий қайраңының жоғары әлеуетін растайды және өңірдің ұзақ мерзімді перспективасын айқындайды [2]

Каспий теңізінде Маңғыстау облысы аймағында барлығы 10 перспективалы көмірсутек учаскесі бөлінді. Оларға Исатай, Құрманғазы, Сәтпаев, Махамбет, Бөбек, Дархан, Абай және т.б. жатады. Ауданда өндіруді қолдау үшін осы нысандарды өңдеуді әзірлеуді жеделдету қажет.

Соңғы жылдары Каспий акваториясының орта бөлігі бойынша қызықты деректер алынды. Сейсморбарлау деректерін зерттеу және ұңғымаларды бұрғылау кезінде қиманың палеозой секциясы толық және онда кең дамыған карбонатты шөгінділер, мүмкін рифогенді жыныстар болып табылатыны анықталды. Каспий маңы мұнай-газы провинциясына ұқсас тұзды қабаттың болуы расталды, ол аймақтық флюидтұтқыш болып табылады. Бұл факторлар ауданның жоғары келешегі туралы мәлімет береді, осы ауданда геологиялық барлау жұмыстарын және терең бұрғылауды одан әрі белсенді жүргізу қажет, бұның нәтижесі палеозой тұзасты кешенінде жаңа кен орындарының ашылуына алып келуі мүмкін.

Солтүстік Үстірт пен Оңтүстік Маңғышлақ құрылымдарының көп болуына қарамастан, ауданның кең аумағы әлі де зерттелмеген және олар бойынша бірқатар геологиялық мәселелер шешілмеген. Тұтастай алғанда Каспий теңізінің құрлығында және акваториясында геологиялық барлау жұмыстарын қарқынды жүргізу қажет, сондай-ақ өңірлік геологиялық барлау жұмыстарын қалпына келтіру. 2016 жылы Маңғыстау облысы бойынша жалпы газ өндіру шамамен 2,4 м³ құрады, бұл республика бойынша жалпы өндірудің шамамен 5% - ын құрайды. Маңғыстау облысы газды негізгі тұтынушылардың бірі болып табылады, оның жыл сайынғы тұтынуы шамамен 2млрд м³ текше метрді құрайды, сондай-ақ Маңғыстау облысы автокөлікті газдандыру бойынша көшбасшы өңір болып табылады (бүгінгі таңда автомобильдердің шамамен 70% - ы жанармай ретінде газды пайдаланады).

Еркін газдың жаңа кен орындарын ашу әлеуеті өте жоғары, бірінші кезекте Маңғышлақтың оңтүстік бөлігіне байланысты. Самтыр, Қансу, Мақат, Тамды, Година-теңіз учаскелерінде газ кен орнын анықтау мақсатында геологиялық барлау жұмыстарын жедел жүргізу және анықталған кен орындарын игеруге беруді тез арада енгізу қажет. Алдын ала мәліметтер бойынша бұл нысандардағы еркін газ ресурстары шамамен 70 - 80 млрд м³ және одан да көп болады. Облыстың солтүстік бөлігіндегі Қосбұлақ ойпаты, Сам ойпаты, Арал теңізі ауданында палеозойдан палеогенге дейінгі шөгінді қабатының барлық бөлігі газға перспективті. Осылайша, Маңғыстау өңірінің келешегі геологиялық барлау жұмыстарының мынадай негізгі бағыттарымен байланысты болады:

- 1) игерілетін ескі кен орындарында мұнай беруді ұлғайту;
- 2) Үстіртте және Маңғышлақта палеозой жыныстарын және аралық пермотриас кешенін белсенді зерттеу;
- 3) зерттелмеген өңірлердің аумақтағы КС шикізатының шоғырларын барлау болуы мүмкін.
- 4) Каспий теңізі акваториясында геологиялық барлау жұмыстарын жандандыру;

5) кирлер, битуминозды құмдар және сланецті жыныстардағы көмірсутектерді іздеу сияқты көмірсутектерді шоғырландырудың біз үшін дәстүрлі емес көздерін жоспарлы және егжей-тегжейлі зерделеу.

Маңғыстау өңірінің мұнай-газ секторын нығайтуға бағытталған жоғарыда айтылған барлық жұмыстарды іске асыру тек қана Маңғыстау облысының экономикасын ғана емес, тұтастай алғанда мемлекетіміздің экономикасын ұзақ жылдарға нығайтуға мүмкіндік береді.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Қазақтанның мұнайлы энциклопедиясы. – Алматы, 2005ж
2. Абидов А.А., Бабаджанов Т.Л., Нугумнов А.Х. Нефтегазоносность Устюртского региона в свете его геолого- геофизических особенностей. Геология регионов Каспийского и Аральского морей. –Алматы, 2004г.

УДК 622.276

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Закенов С.Т., Нуршаханова Л.К., Саясатов А.

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга
им. Ш.Есенова

Аннотация. В статье представлены некоторые результаты применения полимерного заводнения, одного из возможных эффективных технологий повышения нефтеотдачи пласта обеспечивающих максимальный охват и вытеснение нефти

Ключевые слова: добыча, полимер, заводнение, трудноизвлекаемые запасы, разработка месторождения, повышение нефтеотдачи.

Современной тенденцией развития научных исследований в области повышения нефтеотдачи пластов является -достижение максимально возможного коэффициента извлечения нефти в условиях разработки трудноизвлекаемых запасов нефти.

В условиях разработки трудноизвлекаемых запасов нефти актуальность приобретают научно-исследовательские работы по расширению области применения технологии полимерного заводнения, либо за счет комплексирования полимерного заводнения с другими методами повышения нефтеотдачи, либо за счет синтеза новых видов полимеров.

Как показано в таблице 1, процент соотношения основных показателей разработки во всех негативных отношениях приходится в пользу трудноизвлекаемых запасов и характеризует рост доли трудноизвлекаемых запасов.

Таблица 1 - Доля активных и трудноизвлекаемых запасов относительно некоторых основных параметров разработки

Показатели, в %	Активные	Трудноизвлекаемые
Доля запасов	35	65
Степень выработки	70	30
Доля добычи	70	30
Коэффициент извлечения нефти	47	27

Основные факторы, обуславливающие применение методов повышения нефтеотдачи следующие:

- * Большая вязкость нефти по сравнению с водой;
- * Геологическая послойная неоднородность пластов;
- * Наличие главных и нейтральных линий тока;
- * Вода прорывается к добывающим скважинам по главным прослоям и подошве пласта;
- * Нефть в виде целиков остается сосредоточенной в застойных зонах.

Как показано на рисунке 1, основная доля добычи приходится на третью стадию и составляет 65-70 % от суммарных остаточных извлекаемых запасов. При этом весь этот запас приходится на трудноизвлекаемые запасы.

Причем порядка 60 % геологических запасов остаются неизвлеченными при КИН, равном 0,4, по причине низких коэффициентов охвата и вытеснения нефти при использовании стандартного заводнения.



Рисунок 1- Распределение остаточных извлекаемых запасов по стадиям разработки

Методы повышения нефтеотдачи представляют собой совокупность геолого-физических, технологических и экономических условий, определяющих пригодность объектов для получения наилучших результатов от внедрения методов. Эта совокупность условий устанавливается на основе изучения коллекторских свойств и минералогического состава объекта, физико-химических свойств пластовых жидкостей, условий залегания пласта и текущего состояния разработки [1-3].

В настоящее время для качественного и эффективного управления заводнением недостаточно видение специалиста по разработке нефтяных месторождений, здесь необходим симбиоз наук нефтегазового дела, нефтехимии и математического моделирования процессов, направленных на повышение нефтеотдачи.

Полимерное заводнение заключается в том, что в воде растворяется высокомолекулярный химический реагент – полимер (полиакриламид), обладающий способностью даже при малых концентрациях существенно повышать вязкость воды, снижать ее подвижность и за счет этого повышать охват пластов заводнением.

Основное и самое простое свойство полимеров заключается в загущении воды. Это приводит к такому же уменьшению соотношения вязкостей нефти и воды в пласте и сокращению условий прорыва воды, обусловленных различием вязкостей или неоднородностью пласта.

Кроме того, полимерные растворы, обладая повышенной вязкостью, лучше вытесняют не только нефть, но и связанную пластовую воду из пористой среды.

Поэтому они вступают во взаимодействие со скелетом пористой среды, то есть породой и цементирующим веществом. Это вызывает адсорбцию молекул полимеров, которые выпадают из раствора на поверхность пористой среды и перекрывают каналы или ухудшают фильтрацию в них воды. Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, и за счет этих двух эффектов – повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды – происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и, как следствие, повышение охвата пластов заводнением.

Очевидно, применение полимерного заводнения является одним из возможных эффективных методов обеспечивающих максимальный охват и вытеснение нефти, причем большое распространение получило применение разных модификации полимерного заводнения.

Дальнейшее расширение использования полимерного заводнения связано с применением сшитых полимеров, способных образовывать вязкий гель в порах пласта и отклонять нагнетаемую воду в непромытые ранее нефтенасыщенные зоны пласта. Это позволяет выравнивать проницаемость отдельных пропластков, выравнивая тем самым фронт вытеснения, и, следовательно, повышать нефтеотдачу в целом.

Наиболее эффективная технология сшивки полимера осуществляется непосредственно в пласте в результате последовательной закачки полимера и сшивателя. В качестве сшивателей применяются бихромат калия, треххлористый хром, гидрат алюминия, алюминат натрия и т.д. В некоторых случаях сшивание полимера производят перед закачкой раствора в пласт.

Актуально применение последовательной закачки катионного и анионного полиакриламида, повторные обработки зоны полимерного заводнения растворами сшивающего агента, чередование закачки полимера, сшивающего агента и воды. Содержание полимера в закачиваемом растворе варьирует от 4 до 10 %, вязкость раствора близка к вязкостям воды, что и облегчает его проникновение в поры пласта.

Область эффективного применения полимерного заводнения довольно широка, но можно отметить следующие критерии наиболее эффективного применения этого метода на основе различных промысловых испытаний.

1. Вязкость пластовой нефти должна находиться в пределах от 3 до 125 мПа*с. Применение полимерного заводнения на месторождениях с вязкостью более 125 мПа*с требует повышенного содержания полимера (0,1-0,3 % и более), что может отрицательно сказаться на экономических показателях процесса.

2. Положительные результаты были получены при значениях проницаемостей пластов от 0,02 до 2,3 мкм². В пластах с карбонатными породами эффективность ниже, чем в песчаниках вследствие высокой адсорбции полимера.

3. Глубина залегания пластов сама по себе не служит лимитирующим (lim) фактором. Однако применение заводнения в пластах глубиной менее 600 м может привести при закачке агентов к гидроразрыву пласта (автоГРП) и необоснованному расходу полимера.

4. Вода для приготовления раствора полимера должна быть пресной или слабоминерализованной (солей не более 10-20 г/л)

5. Объем оторочки раствора полимера зависит от степени неоднородности пласта и может изменяться от 7 до 33 % от объема пор дренируемой части пласта. При меньших объемах закачки раствора полимера эффект от применения метода может оказаться незначительным. Для конкретных месторождений применимость полимерного заводнения обосновывается технико-экономическими расчетами.

Анализ мирового опыт показал, что основными факторами, ограничивающими область применения полимерного заводнения являются: высокая минерализация

пластовых и закачиваемых вод, высокие пластовые температуры, низкие значения фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), приводящие к деструкции полимерных растворов, резкая неоднородность пласта по проницаемости.

Например, применение полимерного воздействия на некоторых участках месторождения Каламкас привело далеко не к лучшим результатам по сравнению с базовым.

Эффективность от полимерного заводнения оценивалась следующими способами:

- * По факторному анализу работы добывающих скважин;
- * По характеристикам вытеснения;
- * На геолого-гидродинамической модели участка опытно-промышленных работ.

По результатам оценки проведенных работ на месторождении Каламкас вариант «чистого» полимерного заводнения в слоисто-неоднородных пластах с пропластками проницаемостью более 2 мкм² в условиях повышенной минерализации вод хлоркальциевого типа (93-129 г/л (4400 мг/л - Ca²⁺; 2880 мг/л - Mg²⁺) оказалось не эффективным, так как почти полностью отсутствует остаточный фактор сопротивления для воды, определяемый как отношение подвижности воды до и после фильтрации раствора полимера в пористой среде.

В связи с этим на месторождении Каламкас производилось заводнение с применением сшитого-полимерной (СПС) и полимерно-дисперсной (ПДС) систем. Кроме того, с целью выравнивания профиля приемистости по нагнетательным скважинам и для ограничения водопритока из высокопроницаемых пропластков по высокообводненным добывающим скважинам использовалась технология закачки ВУС.

Опыт промышленного внедрения химических полимерных технологий ПНП на месторождении Каламкас, показал, что их применение влияет на увеличении КИН, при этом эффективно осуществляется регулировании процесса заводнения в неоднородных коллекторах, разрабатываемых заводнением. Это позволило снизить темпы роста и уменьшить обводненность по добывающим скважинам на 4 %.

Тем не менее, минерализация пластовых вод оказала влияние на адсорбцию полимера на породе, а также с увеличением количества солей в закачиваемой воде снижалась вязкость раствора.

Данные обстоятельства служат предпосылкой необходимости создания в университете соответствующей материально-технической базы для проведения научно-исследовательских работ направленных на разработку новых подходов к обоснованию полимерного заводнения для более агрессивных условий, в первую очередь за счет синтеза и адаптации новых видов полимеров для конкретных геолого-физических условий пластов-коллекторов и обеспечивающих оптимальный диапазон адсорбции и эффективное нефтывытеснение.

ЛИТЕРАТУРА

[1] Мордвинов В.А., Поплыгин В.В., Поплыгина И.С. Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 14, 39-43.

[2] Бриза Карел. Обоснование технологии полимерного заводнения залежей высоковязких нефтей (на примере месторождения Жданице-Чешская Республика). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Санкт-Петербург, 2010 г.

[3] Черепанова Н. А. Совершенствование потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи терригенных коллекторов. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа, 2008 г.

УДК 553.98:551.243.33 (575.172+574.1)

ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-УСТЮРТСКАЯ ЗОНА ПРОГИБАНИЯ

Кожамет К.А., Жумагали А.С., Жұмағазы Д.

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга
им. Ш.Есенова

Аннотация. Работа представляет большой научный интерес, поскольку в Северном крае Устюрт в настоящее время является одним из наиболее перспективных направлений для добычи нефти и газа, а не только совокупность триасового осадочного комплекса Мезокайнозой.

Ключевые слова: Мезо, кайнозой, дислокаций, литология, стратиграфия, корреляция, прогиб, осадочных, вулканогенных, верхнедевонских, каменноугольных, карбонатный, терригенный, перм, триас, конгломерат, ГИС, аргиллиты, песчаники.

На территории Северного Устюрта выделяется Северо-Устюртская зона прогиба, которая отвечает мезо-кайнозойской складчатости. На севере она примыкает к Прикаспийской впадине, с юга, ее ограничивает Центральное-Устюртское поднятие, с юго-запада Бузачинско-Мангышлакская система дислокаций. Она включает ряд структурных элементов второго порядка.

В работе было проведено литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция доюрских отложений разведочных скважин, расположенных на территории Мансуалмасской ступени и Колтыкской впадины Северо-Устюртского прогиба.

По данным И.В.Липатовой, Ю.А.Волож и др. [3] в состав осадочного чехла, покрывающего фундамент, входят три доюрских литолого-стратиграфических комплекса. Это наиболее древний сероцветный осадочно-вулканогенный верхнедевонско-каменноугольный комплекс, далее залегает морской сероцветный терригенно-карбонатный комплекс карбон-верхнепермского возраста и завершающий разрез доюрских отложений преимущественно континентальный сероцветно-красноцветный комплекс верхней перми и триаса.

Наиболее доступным для бурения и перспективным в отношении нефтегазоносности является сероцветно-красноцветный комплекс верхней перми и триаса. Авторами работу в составе отложений верхней перми и триаса выделяется три литолого-стратиграфических комплекса (снизу-вверх) красноцветный, пестроцветный и сероцветный.

На Северном Устюрте нижняя часть красноцветного комплекса (условно верхняя Пермь) названа чумыштинской свитой, возрастным аналогом которой является каражамбасская свита полуострова Бузачи.

Породы, слагающие чумыштинскую свиту, нами изучались лишь в скв. 4 пл. Сев.Мансуалмас. Вскрытая часть свиты в скважине сложена в основном аргиллитами красно-коричневыми с неровным изломом с прослоями светлых песчаников пестроцветных мелко-, среднезернистых и темно-коричневых конгломератов с галькой песчаника. На, кривых ГИС она представляет собой высокоомную, монотонную толщу со значительными размывами стенок скважины.

Триасовая система (т)

Триасовые отложения Северного Устьюрта впервые рассматривались в объеме трех отделов Д.А.Кухтиновым, Ф.Ю.Киселевским и др. [2]. В нижнем триасе они выделяют бузачинскую свиту (п-ов Бузачи), в среднем арыстановскую (красноцветных песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин) и жайылганскую (пестроцветные аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников). Выше ими выделена песчано-глинистая толща, отнесенная по возрасту к среднему - верхнему триасу и нижней юре (Чушкакульская серия).

На территории Северо-Устьюртской системе прогибов В. В.Липатова и др. [3] на пл.Чумышты в нижнем триасе выделяет аналог северо-бузачинской свиты полуострова Бузачи. На площадях Арыстановская, Жайылган и др. в отложениях нижнего отдела триаса прослежены одновозрастные отложения бузачинской свиты п-ва Бузачи, представленных здесь переслаивающимися аргиллитами реже песчаниками Кожахмет К.А [1].

Отложения среднего триаса, по данным авторов работы (1985), представлены арыстановской свитой (Арыстановская 7 - стратотип), а в северо-восточных районах Северного Устьюрта, на склоне Мансуалмасского выступа чагырлинской свитой.

Арыстановская свита подразделяется на две подсвиты. Нижнюю-пестроцветную аргиллит-песчаную и верхнюю - буроцветную алевролит-аргиллитовую. Жайылганская свита, выделенная Д. А. Кухтиновым [2] в этой скважине по данным авторов работы, является возрастным аналогом верхней подсвиты арыстановской свиты. Чагырлинская свита северо-восточных районов Северного Устьюрта (пл.Чагырлы, Ащитайпак, Чумышты) разбита на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Свита сложена ритмично переслаивающимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами и смешанными глинисто-алевропесчаными породами.

Сероцветный литолого-стратиграфический комплекс, сложенный исключительно сероцветными терригенными породами, авторы предлагают выделить в ащитайпакскую свиту. Отложения этой свиты максимальное распространение получили на востоке территории.

В настоящей работе предпринята попытка привязать доюрские отложения, вскрытые скважинами Сев.Мынсуалмас - 4 и Монаши - 2 к разрезам уже изученных площадей. Для чего была проведена корреляция доюрских отложений по двум направлениям Култук - 4, Арыстановская - 7, Чумышты - 1 и проведено сравнение наиболее распространенных схем стратиграфии этих отложений по территории Северного Устьюрта.

Линии выбранных профелей расположились полукругом с центром на площади Арыстановская скв.7, и пересекли ряд элементов второго порядка западной части Северо-Устьюртской системы прогибов Колтыкскую впадину, Арыстановскую и Мансуалмаскую ступени. Доюрский разрез скв.7 пл. Арыстановской в соответствии с вышеприведенными схемами стратиграфии был разделен на свиты снизу-вверх Бузачинскую - нижний триас, арыстановскую к жайылганскую среднего триаса. Далее по литологической и промыслово-геофизической характеристике разреза (СК, КВ, ГК, НГК - 1:500 масштаба) каждая из свит была разделена на пачки Бузачинская свита - нижнюю преимущественно гравелитовую (Сев.Мансуалмас скв.4, Ащитайпак скв.1, Чумышты скв. 1) и верхнюю аргиллит-гравелитовую. В объеме арыстановской свиты - четыре пачки - нижнюю песчано-аргиллитовую, среднюю песчаную, среднюю аргиллитовую и верхнюю песчаную по преобладающей породе. Жайылганскую свиту среднего триаса на три пачки - нижнюю аргиллитовую, среднюю песчаную и верхнюю песчано-аргиллитовую.

В дальнейшем, в основном, по промыслово-геофизической характеристике вскрытых разрезов эти пачки были прокоррелированы на разрезы скважин,

расположенных влево и вправо по профилям. В какой-то мере это удалось для отложений нижнего триаса и верхов среднего (жайылганской свиты). В среднем триасе это удалось только, на близлежащих по профилям от пл.Арыстановская скв.7, в пл. Тасурпа скв. 1, Монаши скв.2 и Ащитайпак скв.1.

Верхнетриасовый сероцветный комплекс имеющий четкую отличительную промыслово-геофизическую характеристику от выше- и нижележащих отложений (ащитайпакская свита) прослежен в скважинах - 4 Култук, скв.4 Николаевская и скв.4 Сев.Мынсуалмас. Ащитайпакская свита скв.4 пл.Мынсуалмас залегает на нижней аргиллитовой пачке Жайылганской свиты.

Литология, петрофизическая и промыслово-геофизическая характеристика выделенных, вследствие корреляции по профилям, пачек дается ниже.

Ограниченность фактического материала на данный момент не позволяет с достаточной уверенностью и в полной мере характеризовать литолого-фациальную обстановку накопления доюрских отложений, данных площадей. Но некоторые литологические и петрофизические особенности пород необходимо отметить.

Отложения арыстановской свиты верхней пачки на площади Комсомольская скв.1 представлены сероцветными алевролитовыми известняками, а средней (песчано-аргиллитовая) пачке переслаиванием бурых алевролитовых известняков и известковистых аргиллитов, в то время, как, на других площадях профиля присутствие прослоев карбонатных пластов не отмечалось.

Содержание углефицированных органических остатков варьирует от 1 до 5 % породы и лишь в отдельных пропластках содержание их достигает 10 %.

На площадях Култук скв.4, Николаевская скв.4, Комсомольская скв.1 отложениями Жайылганской свиты представлены в основном монолитной аргиллитовой тощей с редкими прослоями алевролитов и песчаников.

Границы выделенных свит четко отбиваются на кривые методы ГИС и является реперами при корреляции разрезов отложений.

Наиболее уверенно отбивается кровля Жайылганской свиты среднего триаса. Независимо от того, перекрываются ли они отложениями Ащитайпакской свиты верхнего триаса или юрского комплекса, характеризуется резко увеличенным диаметром скважины по сравнению с вышележащими.

Репером является верхняя песчаная пачка Арыстановской свиты по кровле которой проводится граница между Жайылганской и Арыстановской свитами. Отмечается отрицательными аномалиями ПС, минимальными значениями ГК и максимальными НГК. Диаметр скважины, в основном, близок к номинальному. Граница проводится по резкие возрастания диаметра скважины до 30-35 м в вышележащих отложениях Жайылганской свиты.

Наиболее высокими кажущимися сопротивлениями и вторичного G-излучения отбивается породы нижнего триаса и бузачинской свиты, особенно ее нижняя гравелитовая пачка. Диаметр скважины по всей толще номинальный.

Значительными размывами стенок скважины по всей толще отбивается на диаграммах ГИС породы палеозоя. Граница между Бузачинской и Чумыштинской свитами также является одним из реперов, четко отбиваемой на кривых кавернометрии и НГК.

Характеризуя отложения рассмотренных разрезов триаса Северного Устюрта в целом можно отметить что:

-наиболее благоприятными в отношении емкостно-фильтрационных свойств пород являются отложения бузачинской свиты (аргиллитовая и аргиллит-гравелитовая пачка) и песчано-алевролитовые породы ащитайпакской свиты. Нельзя не отметить верхнюю (песчаную) пачку арыстановской свиты и среднюю (песчаную) жайылганской

свиты, тем более при отсутствии в разрезе пористых пород верхнего триаса их роль в разрезе возрастает.

-в большинстве случаев отмечается отсутствие верхнетриасовой ащитайпакской свиты на своде локальных структур.

-в скважинах где в разрезе присутствует ащитайпакская свита разрез жайылганской свиты целиком представлен песчано-аргиллитовой толщей (средней-песчаная пачка отсутствует).

ЛИТЕРАТУРА

1.Кожамет К.А. Литолого-стратиграфическое расчленение и корреляция доюрских отложений западной части Северного Устья. Вестник АктГУ им. Ш.Есенова. 2005. 2.

2.Кухтинов Д.Л., Кривонос В.П., Леонова Е.Г. Стратиграфия доюрских отложений Юж. Мангышлака. - Изв. АН Каз. ССР, сер. геол., Алма -Ата, 1985.

3.Липатова В. В., Волож Ю. А., Воцалевский Э. С, Кривонос В. Н. Доюрский комплекс Северного Устья и п-ва Бузачи. М., Недра, 1985, 133с.

УДК 622.276

КОРРОЗИОННАЯ АКТИВНОСТЬ ГЖС ПО ОТНОШЕНИЮ К УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И НЕФТЕСБОРА

Сарсенова А., магистрант
Научный руководитель: Баямирова Р.У.

Аннотация. В статье рассмотрены рекомендуемые мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией на месторождении «Северные Бузачи» Мангистауской области РК. Также приводится анализ текущей коррозионной активности добываемых сред, коррозионная активность попутно-добываемых вод, мониторинг коррозии, анализ коррозионного состояния ПО скважинам, системы нефтесбора и ППД. анализ данных по ПРС и КРС за 2014 г, гравиметрические исследования, также представлены необходимые выводы и рекомендации.

Ключевые слова: газожидкостная смесь, углеродистая сталь, коррозия, месторождение, нефть, флюид, подземное оборудование.

Коррозионную активность добываемых газо-жидкостных смесей (ГЖС), по отношению к углеродистым сталям (УС), обычно, оценивают по физико-химическим характеристикам добываемых и рабочих сред. Из агрессивных газов, в составе добываемых ГЖС на месторождении Северные Бузачи, присутствуют углекислый газ, сероводород, биогенного происхождения, который обнаружен только по отдельным скважинам мелового и Ю-1 горизонтов. В таблице 1 представлены физико-химические свойства пластовых флюидов за 2014 г. Добываемые флюиды месторождения Северные Бузачи характеризуются достаточно низкой температурой 25-30 °С, пластовым давлением на уровне 4,1 – 4,46 МПа. Давление насыщения до 2,26 Мпа

Таблица 1- Физико-химические свойства пластовых флюидов за 2014 г.

Наименование	Горизонты:		
	Мел	Ю-1	Ю-2
Глубина отбора, м	320-358	494,5-500,5	

Пластовое давление, МПа	4,46	4,1	4,12
Пластовая температура, °С	26	29	25
Среднее давление насыщения, МПа	2,01	2,26	1,64
H ₂ S в газе, % моль. (по скважине №№)	0,03 (скв. № 696)	Среднее 0,03 (Скв. № 1032; 51-3; 640; 608-4; 1.)	-
Среднее содержание CO ₂ в газе, % моль	0,379	0,407	0,8
Парциальное давление CO ₂ , МПа	0,0076	0,0010	0,0131
Парциальное давление H ₂ S, МПа	0,00060	0,00068	-
Средняя обводнённость, %		86%	
Механические примеси, % моль.	0,54	0,18	0,15
Содержание асфальтосмолистых веществ, % по массе	24,2	23,5	23,1

Из таблицы 1 следует, что среднее содержание углекислого газа в пробах, по различным объектам разработки, составляет от 0,379 % до 0,8 %. Коррозионную активность углекислого газа определяют по парциальное давление CO₂, который при содержании 0,8 % и давлении насыщения нефти газом 1,64 МПа, по Ю-2 горизонту, может достигать величины 0,0131 МПа. По другим объектам разработки месторождения величина рCO₂ ещё меньше, (таблица 1).

Риск углекислотной коррозии можно оценить в соответствии с классификацией АНИ:

в условиях, когда р(CO₂) σ 0,048 МПа - коррозия маловероятна. Уровень рCO₂ = 0,0131 МПа σ 0,048 МПа, означает, что возникновение углекислотной коррозии УС маловероятно.

Парциальное давление H₂S в скважинах месторождения может достигать величины

0,00068 МПа, при давлении насыщения нефти газом 2,26 МПа и содержании H₂S в газе на уровне 0,03 % (таблица 1), скважины: NB-696; 1032; 51-3; 640; 608-4; 1. Риск сульфидного коррозионного растрескивания подземного оборудования (ПО) скважин под напряжением (СКРН) оценивают в соответствии стандарта: когда парциальное давление сероводорода р(H₂S) σ 0,0003 МПа (0,3 кПа или 300 Па), то возникает риск сульфидного коррозионного растрескивания сталей под напряжением (СКРН). В нашем случае парциальное давление р(H₂S) составляет 0,00068 МПа или (0,68 кПа, 680 Па), т.е. более чем в 2,3 раза больше, чем регламентируется нормативным документом (НД). В связи с чем, возникает риск коррозионного растрескивания сталей подземного оборудования скважин: NB-696; 1032; 51-3; 640; 608-4; 1 и, в этих условиях, необходимо выбирать стали для изготовления подземного оборудования таких скважин, в соответствии стандарта. [3]

Присутствие H₂S предполагает наличие СВБ, которые пока не определены в добываемых средах, что требует проведения анализов по добывающим скважинам с наличием сульфатов в попутно-добываемой воде, максимальное содержание до 90,2 мг/л. В добываемой продукции присутствуют природные ингибиторы коррозии УС – асфальто-смолистых веществ (23,1 – 24,2 %), что несколько снижает интенсивность коррозии. Продукция месторождения Северные Бузачи характеризуется высоким пескопроявлением, что может существенно ускорять протекание коррозионных процессов. В условиях присутствия в коррозионных средах высокого количества механических примесей (до 0,54 % масс.), могут возникать локальные коррозионные процессы в системах сбора, подготовки нефти, сбора и подготовки сточной воды. Локальная коррозия может возникать в местах изменения направления движения потока ГЖС: отводы, тройники, фильтры, рабочие колёса центробежных насосов и др.

Может возникать коррозия, в виде цепочки язв или канавки, вдоль нижней образующей промысловых нефтепроводов, работающих в условиях расслоенного режима транспорта высоко обводнённой нефти и в условиях значительного пескопроявления, на уровне 100 мг/л. Может также возникать щелевая коррозия наземных трубопроводов и ёмкостей под осадками, (щелевая коррозия) в системах подготовки сточной воды, в аэрированных сточных водах.

Коррозионная активность добываемых флюидов характеризуется как – высокая, на уровне 0,5-0,6 мм/год, в связи с высокой обводнённостью более – 86 %, большим содержанием сульфатов, хлоридов и механических примесей в минерализованной попутнодобываемой воде, присутствием CO_2 в скважинах, содержанием сульфатвосстанавливающих бактерии (СВБ) и H_2S , по отдельным скважинам.

Коррозионная активность попутно-добываемых вод

Химический состав попутно-добываемых вод проведен по результатам исследований на месторождении. Всего в 2014 г. проведены исследования по 49 скважинам.

Воды мелового продуктивного горизонта, в целом характеризуются как весьма слабые хлоркальциевые рассолы, с минерализаций от 42,5 до 76,5 г/л. Воды нейтральные, на уровне 6,52-7,32 единиц, жесткие, содержание гидрокарбонатов - 38,1-305 мг/л и сульфатов 5,3-90,2 мг/л. Основными составляющими компонентами являются натрий с калием и хлориды, количество которых в среднем составляет 21,6 и 39,4 г/л соответственно. По юрскому продуктивному горизонту пластовые воды также хлоркальциевого типа, с суммарной минерализацией в диапазоне от 51,7 до 77,9 г/л. Воды нейтральные на уровне 6-7 единиц. Концентрация хлоридов до 39,3 г/л, содержание гидрокарбонатов 53,4-205 мг/л, сульфатов – 7,2-70, 1 мг/л. Присутствие значительного количества сульфатов, в подтоварных водах до 90,2 мг/л - свидетельствует о том, что на некоторых скважинах юрского и мелового горизонтов может присутствовать сероводород. По теории микробной сульфатредукции из 100 мг/л сульфатов, в идеальных условиях, может образоваться около 10 мг/л биогенного происхождения. Железо выявлено не во всех отобранных пробах, из 49 скважин определено только на 22 скважинах. В среднем его количественное содержание для закисной формы (Fe^{2+}) составляет до 8,83 мг/л для мелового горизонта, для юрского горизонта до 5,14 мг/л. Железа окисной формы (Fe^{3+}) для мелового горизонта 2,94 мг/л, а для юрского горизонта-3,49 мг/л, что предполагает присутствие в воде кислорода, что возможно связано с отбором проб воды. Коррозионная агрессивность природных вод, в основном, превышает 0,5 мм/год, что характеризует среды как сильноагрессивные и требует мер по снижению локальной коррозии [2].

Гравиметрические исследования

На месторождении Северные Бузачи был проведен коррозионный мониторинг, компанией ТОО «Caspian Technology Group». Мониторинг коррозии проводили гравиметрическим методом путем установки образцов-свителей (купонов) для измерения скорости коррозии стальных трубопроводов в соответствии с протоколом от 15 мая 2014 г.

Объектами испытания были выбраны: 1) На двух высокообводненных манифольдах ЦДНГ наGS-12, GS-13; 2) на северном манифольде ЦППН и СППВ (БКНС): до точки подачи и в точке после закачки ингибитора коррозии; 3) на входе и выходе устьевого печи подогрева пластовой воды скважины №NB-7.

Мониторинг коррозии

Провести анализ фактического коррозионного состояния ПО скважинам, наземного оборудования и трубопроводов, очень сложно из-за отсутствия данных по мониторингу коррозии: отсутствует учёт по контролю за коррозионными

повреждениями, отказами и проявлениями коррозии на ПО скважин, нефтепромысловом оборудовании и трубопроводах, за текущий период.

Анализ коррозионного состояния ПО скважинам, системы нефтесбора и ППД. За 2014 г. выполнено ТРС и КРС 1794 ремонта скважин, при этом зафиксировано 198 случаев дефектовки НКТ по причине пропуска НКТ, износа резьбовой части. В основном причиной износа является истирание НКТ муфтами штанг – коррозионная эрозия. Инструментального исследования износа колонн НКТ не проводилось. По результатам мониторинга коррозии в 2014 г. можно заключить, что возникали значительные проблемы коррозии подземного оборудования (ПО) скважин и др.

Было выявлено 449 случаев ПРС из-за отворота и обрыва штанг, 98 случаев ПРС из-за заклинков плунжера, ротора, ревизия насоса. Можно сделать заключение, что слабым звеном в ПО добывающих скважин, является насосное оборудование, что требует применения коррозионностойких материалов. Иные причины ПРС - перевод скважин из одного фонда в другой, смена насоса, НКТ и штанг, сальниковой коробки, центральной задвижки, извлечение прихваченного оборудования, замена задвижки на выкидной линии, и др.

В условиях, более высокой обводнённости продукции скважин, на уровне 75 -80 % и более, возможно возникновение процессов коррозионной эрозии подземного оборудования скважин и, в этих условиях, срок службы ПО скважинам, может сократиться до 3 месяцев.

На текущий период, низкий уровень проблем в системе нефтесбора происходит благодаря борьбе с песко - проявлениями и широким использованием стеклопластиковых труб. На месторождении Северные Бузачи стекловолоконные трубы применяются при строительстве нефтепроводов, вода - нагнетательных трубопроводов и выкидных линий. За 2014 г. из стекловолоконных труб было построено 14,2 км нефтепроводов, 21,1 км главных внутри промысловых нагнетательных трубопроводов, а также проложен 151 км выкидных линий.

Защита от внутренней коррозии осуществляется закачкой ингибитора коррозии. Расход ингибитора коррозии «Ранкор1110» с 01.06.2014 г. по 24.07.2014 г. составлял 300 л/сут. удельный расход за время коррозионного мониторинга составило 8,99 г/тонну и показал защитный эффект на уровне 90 %. На основании проведенных лабораторных исследований установлено, что применение ингибитора «Ранкор1110» обеспечивает надежную защиту от коррозии системы ППД, при этом скорость коррозии водоводов не превышает 0,08-0,12 мм/год.

Из вышеизложенного можно сделать следующие выводы: 1. Рекомендации, предложенные в ДТС [1], в основном выполняются. 2. Коррозионная активность ГЖС по отношению к УС подземного оборудования добывающих скважин и нефтесбора высокая и определяется присутствием в составе ГЖС коррозионноагрессивных веществ: CO₂, сероводорода и механических примесей, а также присутствие СВБ. 3. По данным КРС, можно сделать заключение, что слабым звеном в ПО добывающих скважин, является насосное оборудование, что требует применения коррозионностойких материалов. По результатам мониторинга коррозии в 2014 г. можно заключить, что возникали значительные проблемы коррозии подземного оборудования (ПО) скважин и др. 4. Низкий уровень проблем коррозии в системе нефтесбора и ППД происходит благодаря организации целенаправленной борьбы с пескопроявлением и широким использованием стеклопластиковых труб. 5. Защита от внутренней коррозии осуществляется закачкой ингибитора коррозии. Расход ингибитора коррозии «Ранкор1110» с 01.06.2014 г. по 24.07.2014 г. составлял 300 л/сут. удельный расход за время коррозионного мониторинга составило 8,99 г/тонну и показал защитный эффект на уровне 90 %. На основании проведенных лабораторных

исследований установлено, что применение ингибитора «Ранкор1110» обеспечивает надежную защиту от корр превышает 0,08-0,12 мм/год. По РД 39-0147103-362-86 эффективность ингибиторной защиты должна быть не менее 85 %, при удельном расходе 8,99 г/тонну, ингибитор коррозии «Ранкор1110» отвечает этим требованием. Кроме того, необходимо провести контроль СК и оценку эффективности ингибитора коррозии на объектах ППД: ВРП, нагнетательны скважинах.

Рекомендуется проводить мониторинг коррозии:

- Визуальный осмотр и оценку коррозионного состояния ПО скважин в процессе КРС с регистрацией результатов осмотра;
- Проводить периодический гравиметрический или др. контроль скорости коррозии сточной воды и др. по отношению к УС;
- Периодически, 1 раз в год, проводить оценку эффективность снижения коррозии на участках промысла, с дозировкой ингибиторов коррозии;
- Периодически проводить анализы физико-химических характеристик добываемых и рабочих сред, не реже 1 раза в год.
- Проводить регистрацию случаев коррозионного износа и отказов оборудования и трубопроводов с подробным описанием или фотографированием повреждения.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Дополнение к Технологической схеме разработки месторождения Северные Бузачи». АО «НИПИнефтегаз», ЗАО «ПЕТЕК», 2009
2. Анализ разработки месторождения Северные Бузачи за период 2012-2013 гг., АО «НИПИнефтегаз», 2014.
3. ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая. Гигиенические требования и контроль за качеством»

УДК 622.276

АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

**Жумалбек Е.Б., магистрант
Научный руководитель: Жолбасарова А.Т.**

Аннотация. В статье приведены общие сведения о процессе солеотложения, причины ее возникновения, различные способы защиты от солей, анализ РИР в добывающих скважинах по технологии СИНТЭК также сделаны выводы об эффективности их применения на Каламкасском месторождении.

Ключевые слова: месторождение, нефть, осложняющие факторы, обводненность, геофизические исследования, опытно- промышленные испытания

Основные осложняющие факторы при эксплуатации скважин погружными насосами. Проблема эксплуатации скважин в осложнённых условиях является одной из важнейших при механизированной добыче нефти. В работах [1, 2] отмечается важность изучения механизма явлений, связанных с присутствием песка в стволе скважины. Согласно [2], к осложненным условиям при насосной добыче относятся высокая вязкость нефти, эмульсии, парафинообразование, солеобразование, коррозия, наличие песка, газа и т.д.

Авторы работы [3] обращают внимание на такие осложнения, как образование эмульсий, отложение неорганических солей, асфальто-смолопарафиновые отложения, механические примеси в добываемой продукции. Факторами, влияющим на работу УЭЦН в нефтяных скважинах, являются, согласно [4], свободный газ, вода, отложения солей и парафина, наличие механических примесей в добываемой из пласта жидкости. Их можно объединить согласно [4] в группу геологических причин, поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования нефтяной залежи. Методы добычи нефти из скважин, особенно такие, как интенсификация, поддержание пластового давления, повышение нефтеотдачи, являясь по своей сути технологическими приёмами, несомненно, воздействуют на геологические осложняющие факторы, ослабляя или усиливая их [4]. В отдельную группу можно выделить причины, обусловленные конструкцией скважин и погружных насосных установок. Это внутренний диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, исполнение узлов и деталей погружных установок. Перечисленные выше осложнения, воздействуя порознь или совместно, серьёзно ухудшают технико-экономические показатели эксплуатации скважин, оборудованных погружными насосами [4].

Месторождение Каламкас разрабатывается с опережающей обводненностью, которая на 01.01.2014 г. составляет 89,1%. Обводненность за 2009 г. составляла 86,3%, обводненность в 2012 году – 88,6%, при этом средний ежегодный прирост обводненности за последние 5 лет составил 0,7%, за последний год – 0,5%.

Распределение фонда добывающих скважин за последние пять лет по эксплуатационным объектам приведено в таблице. Ежегодно увеличивается доля скважин с обводненностью более 90%.

Как следует из представленных данных, по состоянию на 01.01.2014г. основной добывающий фонд (более 88%) работает с обводненностью продукции более 80%. Доля скважин с обводненностью более 90% составляет на 01.01.14 - 52%, с обводненностью от 80 до 90 % - 36,1%. Скважин с обводненностью от 50 до 60% всего 14 - новые пробуренные вертикальные и горизонтальные скважины и ББГС. Добывающие скважины, работающие с обводненностью менее 50%, на месторождении отсутствуют.

С целью выявления причин обводнения проведен анализ результатов геофизических исследований, проведенных в 2013 году. Результаты анализа представлены в таблице 2.

Таблица 1 - Динамика распределения фонда скважин по обводненности за 2009-2013 гг. в целом по месторождению

Дата	Фонд добывающих скважин		Средняя обводненность продукции, %	Диапазон изменения обводненности, %									
	экспл.	действ.		0-10	10-20	20-30	30-40	40-50	50-60	60-70	70-80	80-90	>90
01.01.2010	2003	1971	86.3	0	0	0	0	1	24	208	306	542	890
01.01.2011	2008	1977	87.7	0	0	2	0	1	12	107	262	671	922
01.01.2012	2025	1992	88.3	0	0	1	1	6	16	72	256	708	932
01.01.2013	2039	2009	88.6	0	0	0	0	3	11	48	273	861	1068
01.01.2014	2059	2026	89.1	0	0	0	0	0	14	68	152	732	1060

Таблица 2 - Распределение скважин по причинам обводненности

№ п/п	Количество скважин	Причины обводнения	№№ скважин
1	13	Прорыв нагнетательных вод	709,1214,1355,1548,2237,3372,3459,3466,3479,3505,3512,4279,4339,0505,3512,4279,4339.
2	7	Заколонный переток	1371,1397,1478,2518,2563,4063,5580.
3	25	Нарушение колонны	68,135,374,394,395,1205,1230,1233,1308,1459,1511, 2201 2213,2491,2542,2671,3218,3277,3292,3449,4348,5058, 5750,5776,6025.

Как показали результаты анализа, представленные в таблице, по результатам ГИС основной причиной обводнения является нарушение колонны – 25 скважин, нагнетаемыми водами- 13скважин, заколонный переток -7 скважин.

Проведение опытно-промышленных испытаний технологии ООО «СИНТЭК-Центр» на проведение ремонтно-изоляционных работ в скважинах №395, 2080, 3263, 2040 месторождения Каламкас

С целью поиска эффективных методов для ликвидации водоприток в 2013 на месторождении проводились опытно-промышленные испытания технологии **СИНТЭК-Центр** на 4-х скважинах: из них две скважины 2080 и 2040 – нагнетательные и две добывающие -395 и 3263 [4].

Технология проведения работ РИР предусматривает включение в состав тампонажной композиции полимерной добавки РП «Монолит», применяемого для ликвидации негерметичности колонн, отключения обводнившихся пластов. Результаты работ представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Анализ РИР в добывающих скважинах по технологии СИНТЭК

№ п/п	№ скважин	Дата РИР	Причина РИР	Проводимые мероприятия	Параметры РИР			
					до		после	
					Qн т/сут	Обв %	Qн т/сут	Обв %
1.	395	05.03.13	Нарушение эксп. колонны в инт.599-601м; 608-613м; 688-689м	Рассмотрев свои возможности ООО «СИНТЭК-Центр» отказались от проведения дальнейших работ, связи с большим интервалом нарушения экс. колонны. Результат работ – отрицательный. Согласно ГТС от 04.04.13 решено ликвидировать скважину.				
2.	3263	14.03.13	Нарушение эксп. колонны 775-777м	Установка цементного моста ниже интервала нарушения, закачка композиции на основе РП «Монолит»	1,9	95,6	2,7	87,6

Как показывают данные, представленные в таблице:

на скважине 395 результаты закачки не дали положительный результат из-за сильного износа эксплуатационной колонны и дополнительных нарушений эксп. колонны;

на скважине 3263 в результате проведенных работ получено снижение обводненности на 8% и прирост добычи нефти 0,8 т/сут.

На графике представлена динамика изменения технологических параметров до и после РИР.

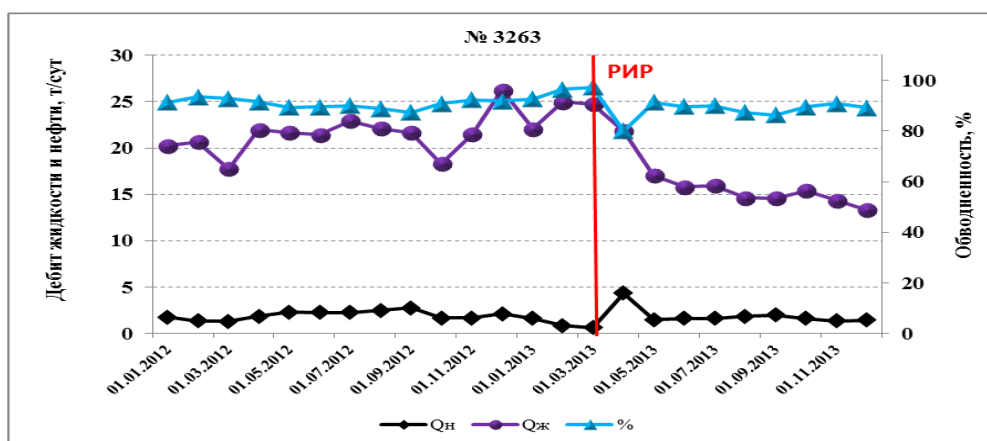


Рисунок 1 - Технологические параметры работы скважины 3263 до и после РИР

Скважина 3263. Ремонтно-изоляционные работы по ограничению водопритока путем устранения негерметичности эксплуатационной колонны закачкой композиции на основе полимера. В результате проведения работ обводненность снизилась с 95,6 до 87,6%. Получен прирост дебита нефти 0,8т/сут. По состоянию на 01.01.2014г. скважина работает с дебитом 1,42 т/сут., обводненностью –89,3 %.

Для стабилизации добычи нефти и снижения темпов обводнения продукции на месторождении применяются ремонтно-изоляционные работы (РИР) [4].

За анализируемый период с целью снижения обводненности добываемой продукции в 6 скважинах проводились ремонтно-изоляционные работы (РИР). Причиной РИР явились: изоляция обводненного интервала, ликвидация нарушений эксплуатационной колонны, ликвидация межколонных проявлений.

Технология проведения ремонтно-изоляционных работ и изоляционные материалы выбирают в зависимости от принадлежности изолируемого флюида и геолого-технических условий в осложненном интервале скважины. Результаты РИР представлены в таблице.

Таблица 4 - Результаты РИР за 2013 год

№ п/п	№скв.	Дата РИР	Причина РИР	Проводимые мероприятия	Параметры РИР			
					до		после	
					Qн т/сут	Обв %	Qн т/сут	Обв %
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	2755	16.11.13-06.01.14	Ликвидация нарушения эксплуатационной колонны	Произвели РИР по ликвидации наруш. э/к в инт:796,8-809,2с применением технологии ооо"СИТЕК-ЦЕНТР	5,4	87	7,5	84
	4383	28.08.13		Произвели РИР по ликвидации наруш. э/к в инт: 447,6 -450,2 применением технологии ооо"СИТЕК-ЦЕНТР	19,5	74	17,9	74
	Среднее				12,4	80	12,7	79
1	2	3	4	5	6	7	8	9
2	5744	04.11.13	Изоляция обводненного интервала	Произвели РИР обводненного интервала 880-886м	3,1	81,5	4,1	67
	3467	20.11.13			4,6	93	4,2	93
	Среднее				3,8	87	4,1	80
3	1681	19.11.13	Ликвидация		5,1	79	5,5	66,5

4214	05.12.13-30.01.14	межколонных проявлений	Скважина временно остановлена из-за безрезультатных ремонтных работ и затяжного характера			
Среднее			5,1	79	5,5	66,5

Как следует из представленных данных, положительный результат получен от работ по изоляции обводненного интервала: прирост добычи нефти в среднем составил 0,3 т/сут. Обводненность в среднем снизилась на 7 %.

Наиболее успешными были ремонтно-изоляционные работы по ликвидации межколонных проявлений - прирост нефти по скважине 1681 составил в среднем 0,4т/сут., снижение обводненности на 12,5 %.

Из вышеизложенного следует: 1. Продолжить проведение РИР. Учитывая особую актуальность проблемы ограничения водопритока, на месторождении проводились ремонтно-изоляционные работы. Наиболее успешными были ремонтно-изоляционные работы по ликвидации межколонных проявлений - прирост нефти по скважине 1681 составил в среднем 0,4т/сут., снижение обводненности на 12,5 %. 2. Для обеспечения высокой эффективности работ по ограничению водопритока и поддержания планируемых уровней добычи нефти необходимо вести поиск и активно внедрять новые технологии.

ЛИТЕРАТУРА

1 Эксплуатация скважин в осложненных условиях / С. С. Алескеров, Б. И. Алибеков, Б. И. Алиев, Ю. А. Бувеч, В. Г. Варганов, Н. М. Манюхин, О. В. Чубанов – Москва: Недра. – 1971. – 200 с.

2 Чубанов, О. В. Технологические проблемы эксплуатации скважин в осложнённых условиях: автореферат дис. ... докт. техн. наук: 05.15.06 / Чубанов Отто Викторович. – Москва, 1978. – 35 с.

3 Осложнения в нефтедобыче / Н. Г. Ибрагимов, А. Р. Хафизов, В. В. Шайдаков [и др.]: Под. ред. Н. Г. Ибрагимова, Е. И. Ишемгузина. – Уфа: Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. – 302 с.

4 Каплан, Л. С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Л. С. Каплан, А. В. Семёнов, Н. Ф. Разгоняев. – Москва: Недра, 1994. – 190с

5 «Анализ разработки месторождения Каламкас», АО «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, 2004 г.

УДК 622.276.6

СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СТАБИЛЬНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ФОНДОВ СКВАЖИН

Ахметов Д.А., Каражанова М.К.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
имени Ш.Есенова

Аннотация. В статье рассматривается комплексная оценка стабильности использования фондов добывающих скважин. С использованием нечёткостно-статистического анализа количественно охарактеризована технологическая эффективность фонда добывающих скважин и показаны пути принятия решений по выбору их оптимального числа.

Ключевые слова: добывающие скважины, фонд скважин, коэффициент Джини, кривая Лоренца, технологическая эффективность.

Введение. Известны различные подходы к статистической оценке. В данном случае необходима комплексная оценка уровня технического состояния всего оборудования, эксплуатирующегося в пределах одного месторождения, что позволяет сделать отмеченный коэффициент. Это один из подходов, позволяющих дать комплексную оценку состояния фонда скважин, который в последнее время привлекает внимание исследователей в различных областях. В связи с отмеченным возникает задача анализа и оценки фонда скважин с применением данного подхода. Настоящий доклад посвящен анализу технологической эффективности скважин, работающих на месторождении (на примере месторождения Каражанбас).

Краткий анализ использования фондов скважин. На рассматриваемый период всего на месторождении было пробурено 3792 скважины, из них: 2755 (72,7%) – добывающих, 809 (21,3 %) – нагнетательных, 38 (1%) – контрольных, 55 (1,5%) – поглощающих. Ликвидированы 135 скважин (3,6%). При этом наибольшее количество скважин приходится на I объект разработки и составляет 1440 единиц, что в свою очередь составляет 53,2% всего фонда месторождения, в т.ч. добывающих – 39,1%. Действующих добывающих скважин, осуществляющих совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки, на месторождении Каражанбас – 113ед. или 4,2% от всего действующего фонда, из них 98 скважин предназначены для совместной эксплуатации I и II объектов разработки. В основном все действующие скважины, осуществляющие совместную эксплуатацию нескольких объектов разработки, расположены на центральном участке месторождения. Бездействующих скважин на дату проведения анализа – 46 добывающих, или 1,7% от всего фонда добывающих скважин и 71 нагнетательная или 9,6% соответствующего фонда, в целом бездействующий фонд насчитывает 117 ед. или 3,4% всего эксплуатационного фонда.

Следует отметить, что основное количество всех бездействующих нагнетательных скважин находится на центральном участке месторождения. Из бездействующих добывающих скважин 56,5% расположено на Центральном участке месторождения, 28% - на Восточном участке. Основными причинами бездействия добывающих скважин являются высокая обводненность нефти и низкий уровень жидкости в стволе скважин, нагнетательных – отсутствие приемистости, технологические причины, нарушение герметичности эксплуатационной колонны. Из 2709 действующих добывающих скважин I, II и III объектов разработки 105 были остановлены, распределение остальных работающих скважин по дебитам нефти и жидкости на рассматриваемый период представлено в таблице 1. Это краткие сведения.

Для наиболее четкого представления о технологической эффективности использования фондов скважин необходимо проведение глубокого анализа показателей разработки месторождения, существующих техники и технологии. В связи с этим нами по данным, приведенным в таблице 1, выполнен анализ текущего состояния разработки месторождения Каражанбас в рассматриваемый период. Результаты эксплуатации скважин и соответствующего нефтепромыслового оборудования требуют глубокого анализа с оценкой стабильности использования их фондов [1,3]. Сроки эксплуатации скважин в зависимости от месторождения колеблются в широких пределах. Как отмечается в [3], к настоящему времени в России около 15 % скважин эксплуатируется свыше 30 лет, 20 % – от 20 до 30 и 34 % – от 10 до 20 лет. Наличие и разнообразие различных факторов, неопределенности, присущие скважинным условиям, существенно затрудняют адекватную оценку степени стабильности работы скважин, стабильности использования фонда добывающих скважин [1,3]. Исходя из этого, нами

был применен метод, который позволяет производить анализ и оценку степени стабильности использования фонда добывающих скважин на месторождении Каражанбас, основанный на расчете коэффициента Джини [1,2,3]. Впервые коэффициент Джини - G – использовался в социологии для описания степени неравномерности распределения совокупного дохода общества по различным слоям населения. При полном равенстве доходов $G=0$, если же общество резко дифференцировано по слоям (доходам), то $G \rightarrow 1$ [1,2].

Таблица 1- Распределение скважин I, II и III объектов разработки по дебитам нефти и жидкости

Показатель и	Диапазон дебитов, т/сут								Итого	G
	<0,2 5	0,25- 1	1-2	2-5	5- 10	10-20	20-50	>50		
Всего по дебиту нефти										
N	70	741	712	833	210	31	7	0	2604	0,95496
,%	2,7	28,5	27,3	32	8,1	1,2	0,3	0	100	
Восточный участок										
N	4	139	261	497	175	29	5	0	1110	0,90325
,%	0,4	12,5	23,5	44, 8	15,8	2,6	0,5	0	100	
Центральный участок										
N	57	502	310	198	22	1	1	0	1091	0,97593
,%	5,2	46	28,4	18, 1	2	0,1	0,1	0	100	
Северный участок										
N	0	22	39	64	12	1	0	0	138	0,9497
,%	0	15,9	28,3	46, 4	8,7	0,7	0	0	100	
Западный участок										
N	9	78	102	74	1	0	1	0	265	0,96881
,%	3,4	29,4	38,5	27, 9	0,4	0	0,4	0	100	
Всего по дебиту жидкости										
N	4	70	89	211	299	662	1024	245	2604	0,5153
,%	0,2	2,7	3,4	8,1	11,5	25,4	39,3	9,4	100	
Восточный участок										
N	0	19	42	94	154	380	373	48	1110	0,594
,%	0	1,7	3,8	8,5	13,9	34,2	33,6	4,3	100	
Центральный участок										
N	3	33	27	71	69	187	531	170	1091	0,397
,%	0,3	3	2,5	6,5	6,3	17,1	48,7	15,6	100	
Северный участок										
N	0	15	13	31	58	60	71	16	265	0,6328
,%	0	5,7	4,9	11, 7	21,9	22,6	26,8	6	100	
Западный участок										
N	1	3	7	15	18	35	49	11	138	0,5532

,%	0,4	2,2	5,1	10, 9	13	25,4	35,5	8	100	
----	-----	-----	-----	----------	----	------	------	---	-----	--

Примечание. N – фонд скважин, G – коэффициент Джини.

Для количественной оценки фактического распределения доходов при расчётах коэффициента Джини используют, так называемую «кривую Лоренца». Она показывают, какая доля совокупного дохода приходится на каждую группу населения, что позволяет судить об уровне экономического неравенства (или стабильности) в данной стране [1,2].

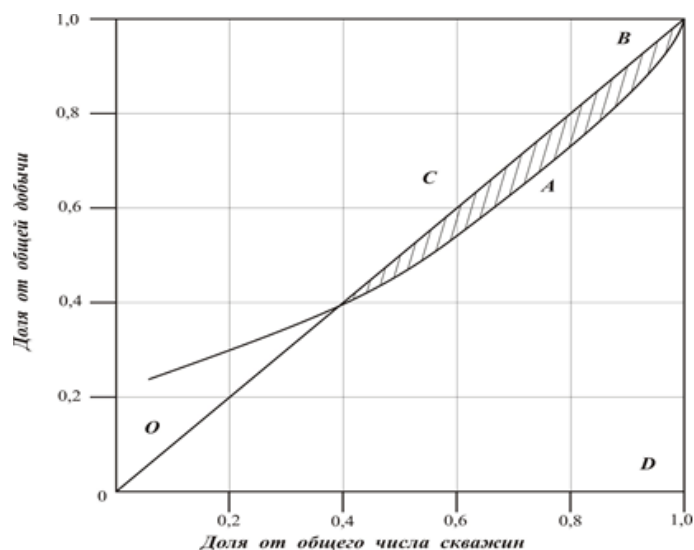


Рисунок 1 -. Оценка технического состояния фонда скважин. (Кривая Лоренца).

При этом, если применительно к задаче оценки стабильности использования фондов скважин, принять величины «общее число добывающих скважин и общая добыча» за 100 %, то прямая ОВ (рис.1) покажет абсолютно равномерное распределение совокупной добычи между всеми группами скважин. Однако на самом деле реальное распределение всегда будет характеризоваться отклонением в той или иной степени от этой прямой. Абсолютно неравномерное распределение совпало бы с осями координат [1,2], но поскольку, условно говоря, «слишком плохие» и «слишком хорошие» скважины всегда составляют незначительную часть фонда, то перед нами будет некоторая кривая («кривая Лоренца»), отклонение которой от диагонали наглядно покажет степень неравномерного распределения добычи [2]. Для расчета конкретного уровня неравенства в распределении добычи (коэффициента Джини) необходимо площадь, образованную линиями равномерного и неравномерного распределения (она на графике заштрихована), отнести к площади треугольника ОВD. Полученный результат и есть «коэффициент Джини». Об этом методе имеется много публикаций, поэтому, не останавливаясь на подробностях, отметим, что с учетом приведенных в литературе рекомендаций, нами рассчитывались значения коэффициента Джини, которые приведены в таблице 1. В последнее время данный критерий стали применять также и при анализе технологической эффективности скважин [2,3]. В этих же работах приводятся выражения для расчета коэффициента Джини. Согласно отмеченному коэффициент Джини можно рассчитать по формуле Брауна:

$$G = \left| 1 - \sum_{k=2}^n (X_k - X_{k-1})(Y_k + Y_{k-1}) \right|, \quad (1)$$

или по формуле Джини:

$$G = \frac{\sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^n |y_i - y_j|}{2n^2 \bar{y}}, \quad (2)$$

где G – коэффициент Джини, X_k – кумулированная доля фонда добывающих скважин (данный показатель предварительно ранжирован по возрастанию дебитов), Y_k – кумулированная доля общей добычи, которая в совокупности получается от скважин, n – число скважин, y_i – доля добычи в общем объеме, \bar{y} – среднее арифметическое долей добычи. На рис.1 представлены результаты обработки данных по накопленным дебитам отдельных скважин на примере данных по одному из месторождений. При построении этих графиков дебиты единичных скважин предварительно ранжировались по величине относительного вклада в общий объем добычи в пределах месторождения. Результаты промысловых данных для удобства расчетов сведены в таблицу 2. Рассчитаем коэффициент Джини на основе данных о распределении эксплуатационного фонда добывающих скважин, оборудованных ШГН на примере одного из месторождений. Вначале для вычисления коэффициента Джини необходимо рассчитать величины p_i и q_i , т.е. относительные накопленные значения. Для этого поочередно вычисляются суммарные значения фонда добывающих скважин и среднего дебита нефти. Например, во вторую строку первого столбца вписывается значение $37+5=42$, в третью $42+92=134$ и т.д. Каждое из этих значений делится на общую сумму и находятся относительные накопленные значения фонда добывающих скважин и среднего дебита соответственно. Таким образом, получаются значения, отраженные в таблице 2, с помощью которой рассчитываются значения $p_i q_{i+1}$ и $p_{i+1} q_i$.

Таблица 2- Соответствие фонда добывающих скважин и их среднего дебита.

Фонд добывающих скважин	Средний дебит скважин, т/сут
4	0,2
139	0,25
261	1
497	2
175	5
29	10
5	20

Подобные значения указывают на относительно высокую степень равномерности условий эксплуатации насосно-силового оборудования. Кроме того, эксплуатация малодебитных скважин приводит к увеличению удельных затрат на их обслуживание, ремонт и т.п., что в конечном итоге приводит к росту общих затрат на добычу нефти.

Таблица 3- Значения накопленных частот и их комбинации, необходимые для расчета коэффициента Джини

p_i	q_i	$p_i q_{i+1}$	$p_{i+1} q_i$
0,13	0,005	0,0026	-
0,36	0,02	0,0144	0,0018
0,81	0,04	0,081	0,0162
0,97	0,1	0,2037	0,0388
0,995	0,21	0,42785	0,0995
1	0,43	1	0,24
1	1		0,43

Σ		1,72955	0,8263
----------	--	---------	--------

Коэффициент Джини равен: $G = \Sigma p_i q_{i+1} - \Sigma p_{i+1} q_i = 1,72955 - 0,8263 = 0,90325$.

Таким образом, использование такого интегрального параметра, как коэффициент Джини, позволяет количественно охарактеризовать технологическую эффективность фонда добывающих скважин месторождения. Преимущества такого подхода состоят в том, что независимо от множества конкретных условий и особенностей месторождения его эффективность характеризуется с помощью всего лишь одной величины - обобщенного коэффициента. Тем самым обеспечивается универсальность данного параметра и возможность сравнения фондов скважин различных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Каражанова М.К. Анализ и оценка технологической эффективности фонда добывающих скважин месторождения Жетыбай. Журнал «Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса», ВНИИОЭНГ, Москва, №1, 2013, с. 59-62.
2. axd.semestr.ru/econ/gini.php
3. Байков И.Р., Смородов Е.А., Ахмадулин К.Р. Методы анализа надежности и эффективности систем добычи и транспорта углеводородного сырья. М.: ООО «Недра –Бизнесцентр», 2003, 275 с

УДК 622.276

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ

Баямирова Р.У., Койшина А.И

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга

Аннотация. В статье рассмотрено моделирование процесса полимерного заводнения. Выявлены основные особенности геологического строения пластов-коллекторов, рекомендовано для проведения испытаний по полимерному воздействию создание самостоятельной схемы применения технологии внутри естественных геологических границ каждой зоны в системе скважин нагнетательная-добывающая, определены участки пласта, содержащие остаточные запасы.

Ключевые слова: нефть, месторождение, полимерное заводнение, проницаемость, псевдопластичность, неоднородность пласта, минерализация, скорость сдвига.

Полимерное заводнение заключается в добавлении полимера в воду для уменьшения ее подвижности. Получаемое увеличение вязкости, а также уменьшение проницаемости по водной фазе, которое происходит при использовании некоторых полимеров, является причиной более низкого отношения подвижностей. Это уменьшение отношения подвижностей повышает эффективность заводнения за счет более высокого коэффициента охвата по объему. Охват по объему состоит из охвата заводнением по площади и по разрезу. Если пласт имеет сильную слоистую неоднородность, а подвижность воды превосходит подвижность нефти, то профиль фронта заводнения неравномерен по толщине, и коэффициент охвата по разрезу не высок. Поэтому полимерное заводнение бывает экономически выгодным только в тех случаях, когда отношение подвижностей при обычном заводнении высоко, неоднородность пласта большая или отмечается сочетание этих двух факторов.

С увеличением концентрации полимера в растворе степень проявления псевдопластичности повышается. При псевдопластическом течении понижение эффективной вязкости с возрастанием скорости сдвига объясняется процессом ориентации асимметричных полимерных макромолекул. При этом они своими большими осями ориентируются вдоль направления потока.

Зависимость понижения вязкости с возрастанием скорости сдвига описывается формулой:

$$\mu_p = \mu_p^\infty + \frac{\mu_p^0 - \mu_p^\infty}{1 + (\frac{\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}_{1/2}})^{X-1}} \quad (1)$$

где μ_p^∞ – вязкость при бесконечно большом градиенте скорости, которая приравняется к вязкости воды без полимера,

μ_p^0 – вязкость полимерного раствора при нулевом градиенте скорости, то есть та, которая определяется множителем вязкости, зависящим от концентрации полимера.

Значение $\dot{\gamma}_{1/2}$ определяется как скорость сдвига, при которой вязкость уменьшается в 2 раза по сравнению с вязкостью при минимальном значении скорости сдвига.

При моделировании полимерного заводнения в модели могут быть учтены следующие эффекты: изменение вязкости воды, зависящее от концентрации в ней полимера и скорости сдвига; уменьшение проницаемости породы для воды в присутствии адсорбированного полимера.

Изменение вязкости воды, зависящее от концентрации в ней полимера, вводится как таблица коэффициентов, корректирующих вязкость воды для разных значений концентрации при различных скоростях сдвига. Множители вязкости в зависимости от концентрации полимера получены делением соответствующих значений вязкостей полимерного раствора на вязкость воды.

Зависимость между вязкостью полимерного раствора и скоростью сдвига описывается с помощью степенной зависимости

$$\mu' = \mu_0 \dot{\gamma}^{n-1}, \quad 0 < n \leq 1 \quad (2)$$

Оценку для кажущейся вязкости μ' и эффективной скорости сдвига $\dot{\gamma}$ можно получить на основе концепции капиллярной трубки, в которой также определяется связь между пористостью и проницаемостью («закон» Козени-Кармана), выражаются микрохарактеристики коллектора (размер пор, извилистость, истинная скорость) через скорость фильтрации u , водонасыщенность S , пористость m и абсолютную проницаемость k . Результат имеет вид

$$\dot{\gamma} = \left(\frac{1+3n}{n} \right) \frac{V_w}{\sqrt{8kk_w m_w}} \quad (3)$$

где $V_w = F(s)u / m$ – истинная скорость водной фазы в порах; $k_w(s)$ – относительная фазовая проницаемость для воды, $m_w = mS$ – пористость для водной фазы; $F(s)$ – доля воды в потоке.

Отметим, что при обработке экспериментальных данных по свойствам полимерного раствора наряду с формулами (1) – (3) используют другие формы зависимости, например, формула Метера, где используется понятие «половинной скорости сдвига» и модель «НР» Хирасаки и Поупа, использующая эффективную вязкость (пакет MORE фирмы ROXAR). Общим трендом является выделение базовой зависимости вязкости раствора от концентрации $\mu(c)$, которая модифицируется при

учете влияния скорости сдвига $\dot{\gamma}$ и минерализации N (весовой процент содержания соли NaCl в растворе). Подобного подхода будем придерживаться и мы, определив базовые значения

$$c_* = 1, N_* = 1, e_* = 1 \quad (4)$$

Здесь и далее приняты следующие размерности: сПз=мПа*с для вязкости, кг/м³ для концентрации, 1/с для скорости деформации сдвига (далее используем обозначение e вместо $\dot{\gamma}$), весовой % NaCl для меры минерализации.

Результаты лабораторных испытаний

Для полимерного заводнения по результатам лабораторных исследований образцовполимерно-гелевой системы (ПГС) *полимер марки «Floraam 3630S AL – 888»* признан оптимальным для применения в условиях месторождения Узень.

Результаты проведения лабораторных экспериментов для получения исходных данных по проектированию полимерного заводнения было проведено в четыре этапа.

Определение вязкости растворов полимера в зависимости от концентрации полимера в свободном объеме при минимальной скорости сдвига

Определение вязкости растворов полимера в зависимости от концентрации полимера в свободном объеме при минимальной скорости сдвига представлено в таблице 1.

Условия проведения экспериментов:

- приготовление растворов полимера на воде месторождения Узень (образцы проб закачиваемой воды);
- полимер марки «Floraam 3630S AL – 888» (характеризуется наилучшим вытеснением нефти по материалам [1]);
- диапазон концентраций полимера 0,0-0,3%;
- температура стандартная (25°C), пластовая (60°C);
- вязкость воды в пластовых условиях 0,58 сПз, нефти 10,87 сПз, Кго (при $So_i=0,688$, $Sw=0,2$) =1,00, K_{rw} (при $So_r=0,26$, $Sw=0,74$) =0,196, соотношение подвижностей 3,68.

Таблица 1 - Результаты определения вязкости растворов полимера в зависимости от концентрации полимера в свободном объеме при минимальной скорости сдвига

№№ п/п	Температура, °C	Скорость сдвига, сек ⁻¹	Концентрация полимера, %	Вязкость, сПз	Вязкость ПАА/ Вязкость воды	Соотношение подвижностей воды и нефти
1	25	0,61	0,00	0,812	1,400	
2		0,61	0,02	1,727	2,977	
3		0,61	0,05	5,949	10,257	
4		0,61	0,10	15,166	26,149	
5		0,61	0,15	26,219	45,206	
6		0,61	0,20	38,663	66,661	
7		0,61	0,25	52,256	90,097	
8		0,61	0,30	66,841	115,242	
7	60	0,61	0,00	0,580	1,000	3,7
8		0,61	0,02	1,233	2,126	1,7
9		0,61	0,05	4,249	7,327	0,5
10		0,61	0,10	10,833	18,678	0,2
11		0,61	0,15	18,728	32,290	0,1
12		0,61	0,20	27,617	47,615	0,1
13		0,61	0,25	37,326	64,355	0,1
14		0,61	0,30	47,743	82,316	0,0

Определение вязкости растворов полимера в зависимости от скорости сдвига и концентрации полимера в свободном объеме

Течение растворов исследуемого полимера в свободном объеме было проведено в диапазоне скоростей сдвига $0,61 - 122,0 \text{ с}^{-1}$ (рисунок 1).

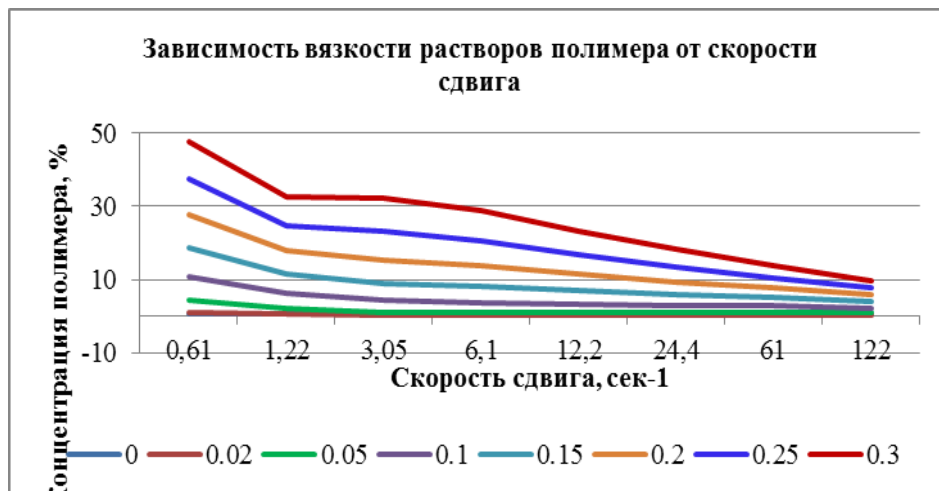


Рисунок 1 - Зависимость вязкости растворов полимера от скорости сдвига

Определение вязкости растворов полимера в зависимости от скорости сдвига и концентрации полимера в свободном объеме представлено в таблице 2.

Условия проведения экспериментов:

- приготовление растворов полимера на воде месторождения Узень (образцы проб закачиваемой воды);
- полимер марки «Floraam 3630S AL – 888» (характеризуется наилучшим вытеснением нефти по материалам [1]);
- температура пластовая 60°C ;
- диапазон концентраций полимера 0,0-0,3%;
- вязкость воды в пластовых условиях 0,58 сПз.

Определение уменьшения проницаемости породы для воды в результате адсорбции полимера для максимальной (проектной) концентрации полимера

Таблица 2 - Результаты определения вязкости растворов полимера в зависимости от скорости сдвига и концентрации полимера в свободном объеме

Скорость сдвига, сек ⁻¹	Концентрация полимера, %							
	0	0,02	0,05	0,1	0,15	0,2	0,25	0,3
0,61	0,580	1,233	4,249	10,833	18,728	27,617	37,326	47,743
1,22	0,580	0,569	2,239	6,316	11,583	17,812	24,869	32,666
3,05	0,580	0,226	1,211	4,308	9,052	15,330	23,066	32,208
6,10	0,580	0,193	1,052	3,791	8,026	13,663	20,644	28,922
12,20	0,580	0,212	1,040	3,460	6,990	11,513	16,955	23,261
24,40	0,580	0,197	0,915	2,923	5,769	9,344	13,583	18,439
61,00	0,580	0,304	1,102	2,920	5,162	7,733	10,581	13,671
122,00	0,580	0,289	0,954	2,354	3,994	5,811	7,772	9,857

Результаты определения уменьшения проницаемости породы для воды в результате адсорбции полимера для максимальной (проектной) концентрации полимера - остаточный фактор сопротивления, $R_{ост}=3,33$.

Условия проведения экспериментов:

- приготовление растворов полимера на воде месторождения Узень (образцы проб закачиваемой воды);
- полимер марки «Floraam 3630S AL – 888» (характеризуется наилучшим вытеснением нефти по материалам) [1];
- концентрация полимера 0,3%;
- проницаемость модели керна 0,5-0,6 мкм² (средняя проницаемость по результатам стандартных исследований керна по скважине № 9147Узень) [1].

На основании исследований исходных данных, технологических режимов эксплуатации фонда добывающих и нагнетательных скважин, геологических карт, карт разработки и прочего материала объектов эксплуатации месторождения Узень было проделано следующее:

1. Выявлены основные особенности геологического строения пластов-коллекторов, заключающиеся в высокой глинистости (до 20 %), неоднородности по проницаемости, которая меняется от первых миллиардов до 1000-1200 мД, наличии зон с улучшенными коллекторскими свойствами, принадлежащие палеорусловым отложениям.

2. Анализ текущего состояния разработки песчаных тел и зон, примыкающих к ним, показали большое различие по продуктивности скважин и наличию запасов нефти, поэтому было рекомендовано для проведения испытаний по полимерному воздействию создание самостоятельной схемы применения технологии внутри естественных геологических границ каждой зоны в системе скважин нагнетательная-добывающая.

3. Приемлемыми для внедрения полимерного заводнения определены участки пласта, содержащие остаточные запасы.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчет «Результаты обработки и интегрированной интерпретации материалов МОГТ-3Д и данных ГИС по месторождению Карамандыбас для изучения геологического строения и построения детальных цифровых геологических моделей юрских продуктивных пластов», выполненный ОАО "ЦГЭ", 2002 г.

2. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. М: Недра, 1985. – 308 с.

УДК622.276

МҰНАЙ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНІМДЕРІН ТҰЗСЫЗДАНДЫРУ

Адилхан Н.А., Нұршаханова Л.Қ.
Ш.Есенов атындағы КМТИУ

Аңдатпа. Жұмыста мұнай және мұнай өнімдерінің құрамын анықтауға көңіл бөлініп, зерттеу нысаны болып табылатын Өзен кен орнының мұнайының физико-химиялық құрамы зерттелді. Мұнай және мұнай өнімдерінің құрамындағы тұздардың пайда болу себептері қарастырылды. Тұзсыздандыру әдіс-тәсілдеріне талдау жүргізілді. Тұзсыздандыру үдерісін эксперименталды жобалау жұмыстары зерделенді.

Түйінді сөздер: тұзсыздандыру, сусыздандыру, эмульсия, деэмульгатор, дисперсті жүйе, электрогидратор.

Кіріспе. Мұнайды өндірумен адамзат баласы бұрынғы заманнан шұғылданып келе жатқаны белгілі және мұнай өндірудің бастамасы болып 1859 жылы АҚШ-та ұңғымаларды мұнайға механикалық бұрғылау жасау кезеңі пайда болған уақыт саналады. Алынған мұнай құрылыста қолданылған, оны дәріге қосып, оталдырғыш қоспа алуға, жарық беруге және басқа да көптеген жағдайларға пайдаланылған. Ал қазіргі таңда оның қолданылу аясының шегі жоқ. Сондықтан, мұнай өнеркәсібінің қарқынды дамуына байланысты ұңғы өнімін кәсіпшілікте жинау, тасымалдау, дайындау және тұрақтандыру жүйесін жетілдіру мәселесі ең маңызды нысан болып келеді. Мұнайды өндіру және тасымалдау кезінде 100°C-қа дейін қайнайтын жеңіл фракциялар біраз шығынға ұшырайды – шамамен фракцияның 5%. Сондықтан тасымалдау және өңдемес бұрын алдын-ала өңдеу-даярлау жұмыстары жүргізіледі. Бұл ретте мұнайды дайындаудың негізі – оны тұзсыздандыру үдерісі ерекше орынды алады [1].

Әдетте, жер қойнауынан өндірілетін мұнайдың құрамында серіктес газдар, қаттық сулар, минералды тұздар, әр түрлі механикалық қоспалар (күм, топырақ және т.б.) болады.

Тасымалдау алдында мұнай мен мұнай өнімдерінің сапасына қойылатын МЕСТ-тің талабы мынадай:

- Судың массалық үлесі, $J \leq 0,5\%$;
- Тұздың массалық үлесі, $P \leq 200$ мг/л.

Мұнай және мұнай шикізаттарында тұздардың пайда болу себептері өте көп. Солардың ішіндегі ең маңыздысы, пласт суларын минералдау кезінде пайда болатын тұздар. Зерттеулердің нәтижесі бойынша натрий, магний және кальций хлоридтері көптеген мөлшерде кездесетіні анықталған. Бірақ мұнайдың өзінде хлорлы тұздар болмайды. Олар эмульгирленген су арқылы мұнай құрамына енеді. Кей кездерде сусыздандырылғаннан кейін де мұнайда кристалл тұздар болады. Олардың құрамы бірнеше миллиграмға жетеді. Пласт сулары хлоридтерден басқа магний, кальций, биокарбонаттардан тұруы да мүмкін [2].

Мұнай құрамындағы тұздар мұнайды өндегенде көп қиыншылық туғызады және олардың тигізетін зиянды әсерлері өте көп: аппараттың ластануы, аппарат өнімділігінің төмендеуі, мұнайды тасымалдау және өндеудің қиындауы және т.б.

Мұнайды өңдеу кезінде құрамында тұздары көп қалдықтар әрі қарай өндеуге жарамсыз болады, яғни, өндірілетін заттардың мөлшері де азаяды. Мазут, гудрондарды басқа таза мұнай өнімдерімен араластыруға тура келеді. Біріншілік мұнай өнімдерінде қалатын мышьяк тұздары қымбат катализаторды улайды.

Мұнайда әрқашанда қаттық сулар болады. Әдетте қаттық судың құрамында 30-35% шамасында еріген тұздар – натрий, кальций, магний хлоридтері мен бикарбонаттары, ал карбонаттары мен сульфаттары сирек кездеседі. Оның ішінде хлоридтер өте зиянды. Суда еритін және ерімейтін тұздар жылуалмастырғыштар мен пештер құбырларының қабырғаларына отырады да, соның нәтижесінде олардың жылубергіш коэффициентінің шамасы кемиді. Суда еритін хлоридтер гидролизденбейді, олар электрохимиялық коррозияның ұйытқысы болып табылады. Қаттық судың көбісі ерімейтін қатты қоспалармен бірге мұнайдан үлкен резервуарларда тұндыру арқылы бөлінеді [2].

Мұнайдың құрамындағы тұздарды бөліп алу – тұзсыздандыру деп аталады. Процесс мұнай эмульсияларын бұзуға негізделген. Тұзсыздандыру кезінде сусыздандырылған мұнайды тұщы сумен араластырады да, тағы эмульсия алады.

Содан кейін ол эмульсияны қайтадан бұзады. Мұнайды шапшаң түрде сумен араластырғанда тұрақты эмульсиялар түзіледі. Мұнай эмульсиясы келесі түрде көрінетін энергиялар әсерінен пайда болады: механикалық энергия, газдың ұлғаю энергиясы, ауырлық күші әсерінен пайда болатын энергия. Мұнай эмульсиясын бөлу әдісі мұнайдағы дисперсті судың концентрациясына байланысты болады. Сондықтан судың мөлшеріне байланысты: терең тұзсыздандыру, өте терең тұзсыздандыру, су мөлшері өте жоғары мұнайды тұзсыздандыру жүреді [1,3].

Тұзсыздандырудың негізгі әдістеріне механикалық, физика-механикалық, электрлік әдістер жатады.

Тұзсыздандырудың механикалық әдісі қорғаныс қабықшасының механикалық үзілуіне негізделген. Процессті тиімді жүргізу үшін эмульсияны қыздырып, деэмульгатор қосады немесе электр тогын пайдаланады.

Физика-химиялық әдіс әртүрлі эмульсия қабықшасына әсер ететін реагент – деэмульгаторлардың қатысуымен жүреді. Әдістің көптеген ерекшеліктері бар. Олардың ішінде ең маңыздысы – қарапайымдылығы [3].

Электрлік әдісте сусыздандыру және тұзсыздандыру процестері электртұзсыздандырушы құрылғыларында жүргізіледі. Тұзсыздандыру жоғарғы дәрежеде өтуі үшін электр тогын пайдаланады. Мұнайдың құрамындағы тұздың мөлшері қалған су мөлшеріне байланысты. Терең тұзсыздандыру үшін тұзды сумен шаяды. Судың мөлшері неғұрлым көп болса, соғұрлым тұз мөлшері азаяды.

Қондырғының ең негізгі аппараты электрогидратор – электродтармен жабдықталған сыйымдылық, оларға жоғары кернеулі айнымалы ток қосылады. Мұнай өңдеу зауыттарында 3 түрлі конструкциялы электртұзсыздандырушы электрогидраторлар қолданылады: тік цилиндр тәрізді, шар тәрізді және көлденең. Су тамшыларының тұнуына қолайлы жағдай болуы, меншікті массасы мен аппарат бағасы 1,5 есе аз, бірақ өнімділігі 3 есе көп, конструкциясы қарапайым болуы, жоғары қысым мен температурада жұмыс жасай алу ерекшеліктеріне байланысты көлденең электрогидраторлар тиімді болып келеді [4].

Электртұзсыздандырушы қондырғысының техникалық-экономикалық қасиеттеріне эмульсиялы мұнаймен деэмульгаторды араластыру уақыты мен интенсивтілігі әсер етеді.

Қолданылған құрал – жабдықтар, реактивтер мен әдістемелер.

Жұмыста Өзен мұнай газ кен орнынан алынған мұнайдың құрамы зерттелініп, тұзсыздандыру жұмысы жүргізілді. Алдын-ала жүргізілген физика-химиялық зерттеулер бойынша Өзен мұнай газ кен орнының қабат сулары құрамы бойынша біртекті хлоркальцийлік түрдегі, минералдылығы 130-150 г/л тұздықтар түрінде көрінеді. Сулар сульфатсыз.

Ары қарай мұнайдың құрамындағы хлор тұздарына потенциометрлік титрлеу арқылы анықтау жүргізілді.

Жұмыста 0,01н күміс нитраты, дифенилкарбазид 1% спиртті ерітіндісі, азот қышқылы, концентрлі тұз қышқылы, натрий хлориді, этил спирті, толуол, ксилол, ацетон, деэмульгатор, дисольван, дистилденген су, 0,001н сынап нитраты реактивтері пайдаланылды.

Тәжірибе барысы: МЕСТ-2517-85 бойынша таңдалған зерттелетін мұнайды 10 мин бойы шайқап араластырады. Мұнай ыдыстың 2/3 бөлігін алып тұруы тиіс. Араластырғаннан соң пипетка арқылы арнайы кестені қолдана отырып мұнайдың белгілі бір мөлшерін алады (50 мл).

Мұнайдың құрамындағы тұздарды экстракциялай отырып, тұзсыздандырудың қаншалықты жүргенін білу мақсатында, мұнай құрамында тұздың қанша мөлшері қалды, соған зерттеу жүргіздік.

Потенциометрлік титрлеу кезінде хлорлы тұзы бар сынаманы буландырып, титрлеуге арналған стаканда суытады. Кейін 7 мл ацетон, 6 мл күкірт қышқылын қосып титрлейді.

Мұнай құрамында 50мг-ға дейін хлорлы тұз болған жағдайда титранттың мөлшері 0,03-0,05 см аралығында болуы тиіс.

Нәтижелер мен талқылаулар

Бірнеше рет қайталанып жасалған зерттеулер нәтижесі бойынша мұнайдың құрамында хлорлы тұздардың массалық концентрациясы 21 мг/дм^3 -қа тең болды. Ал хлорлы тұздардың натрий хлориді бойынша массалық үлесі $0,00029 \text{ мг/дм}^3$. Яғни, тұздың мөлшері стандарт бойынша сәйкес келді.

Қорытынды

Мұнай және мұнай өнімдерін тұзсыздандыру химиялық технологияда қолданылатын аса маңызды процестердің бірі болып табылады.

Зерттеу жұмысында қойылған мақсаттарға жету үшін келесі міндеттер орындалды:

1. Мұнай құрамындағы тұздардың пайда болу себептерін зерттеу кезінде олардың пласт суларын минералдау кезінде пайда болатыны, мұнай кен орындарында мұнаймен бірге алынатын және дисперсті жүйе құрайтын пласт суларында еріген минералды тұздар болатыны зерттелді;

2. Тұзсыздандырудың әдістері талданды;

3. Тұзсыздандырудың эксперименталды әдістемесі кезінде Өзен мұнайының құрамындағы хлор тұздарының массалық концентрациясы анықталды. 100 мл мұнай көлемінде 21 мг/дм^3 тұздардың бар екендігі және мұнайдағы хлорлы тұздардың натрий хлориді бойынша массалық үлесі $0,00029 \text{ мг/дм}^3$ болатындығы зерттелінді. Алынған зерттеу нәтижелері стандарт бойынша сәйкес келді.

Лабораториялық жұмыстарда да мұнайдың құрамынан тұздарды бөлуге болатындығы тәжірибе жүзінде көрсетілді.

Тұзсыздандыру процесінің маңыздылығы:

- ✓ Мұнайдың сапасын жоғарылатады;
- ✓ Өнімділікті көбейтеді;
- ✓ Мұнай қалдықтарын әрі қарай өңдеуге мүмкіндік туғызады;
- ✓ Тасымалдау жұмыстарын жеңілдетеді;
- ✓ Катализаторларды уланудан сақтайды;

Және т.б.

Қазіргі таңда мұнай және мұнай өнімдеріне қойылатын талаптардың артуына байланысты, тұзсыздандыру процесінің де маңыздылығы жоғарылап отыр.

Сондықтан қазіргі таңда электртұзсыздандырудың сатыларына қолданылатын деэмульгаторлардың түрлеріне көп көңіл бөлінуде. Және тұзсыздандырудың эффективтілігін арттыру үшін мұнайдың түріне байланысты деэмульгаторлардың жаңа түрлерін өндіруге мақсат қоюдамыз.

Тұзсыздандырудың негізгі мақсаты – тұтынушыларға сапалы өнім дайындау үшін, сапасы жағынан жоғары шикізат өндіру болып табылады.

Сол арқылы, экономикалық-техникалық көрсеткішті жоғарылатып, еліміздің экономикасын дамыту мақсат болып табылады.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Логинов В. И. Обезвоживание и обессоливание нефтей. М.: «Химия», 1979,

2. Вержинская С. В., Дигуров Н. Г., Синицин С. А. Химия и технология нефти и газа. М.: «Форум Инфа», 2007, -400

Тронов В. П. Промысловая подготовка нефти. М.: «Фэн», 2000, -415

3. Каминский Э. Ф., Хавкин В. А. Глубокая переработка нефти. М.: «Техника», 2001, -38

УДК 622.276

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН И ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС

Мухашев Е.А., магистрант
Научный руководитель: Тогашева А.Р

Аннотация. Результаты ГДИС во многих скважинах показывают невосстановление давления на забое закрытых скважин, что объясняется низким коэффициентом проницаемости пласта. Но, следует отметить, что при остановке добывающих скважин, где объединены несколько пластов в единый интервал разработки, могут существовать межпластовые перетоки жидкости в результате неравномерной выработки и снижения пластового давления.

Ключевые слова: месторождение, горизонт, залежь, пласт, объект, скважина, гидродинамические исследования, скин- фактор, продуктивность, проницаемость.

Месторождение Каламкас в административном отношении расположено в Мангистауском районе, Мангистауской области, Республики Казахстан.

Географически месторождение расположено в северной части полуострова Бузачи.

На месторождении Каламкас вскрытый бурением разрез представлен осадочными отложениями триасового, юрского, мелового и четвертичного возраста, максимальной толщиной 4002 метров.

Геологические запасы нефти и газа многопластового месторождения Каламкас подсчитывались объемным методом.

В 2006 году в работе [1] было выполнено детальное изучение строения юрских горизонтов месторождения Каламкас и приуроченных к ним залежей углеводородов, где по результатам бурения более 2400 скважин было проведено уточнение строения и емкостно-фильтрационных свойств залежей и геологических запасов, а также коэффициентов нефтеизвлечения продуктивных горизонтов месторождения Каламкас [3].

На месторождении Каламкас согласно утвержденного проектного документа [2] выделено **11 основных эксплуатационных объектов**: горизонты Ю-I, Ю-II, Ю-III, Ю-IV, Ю-V+VI, Ю-VII, Ю-1С, Ю-2С, Ю-3С, Ю-4С, Ю-5С и возвратный объект – горизонт Ю.

Были проведены следующие виды исследований (таблица 1, рисунок 1):

- Исследования методом установившегося движения фильтрации:
 - замеры забойного давления глубинным манометр-термометром;
 - режимные исследования скважин (снятие ИД).
- Исследования методом неустановившегося движения фильтрации:
 - снятие кривой падения давления (КПД);
 - снятие кривой восстановления уровня (КВУ);
 - комплексные диагностические исследования скважин, оборудованных ШГНУ.

При снятии индикаторных диаграмм (ИД) изменение режима работы осуществлялось путем изменения числа качаний станка качалки. Замеры изменения динамического уровня и затрубного давления выполнены прибором Судос-автомат. В дальнейшем замеры пересчитывались на верхние дыры перфорации.

При исследовании добывающих скважин методом восстановления давления (уровня) для каждого исследования строился график КВД (КВУ) в логарифмических координатах. В соответствии с характером поведения кривой производной давления, учитывая геолого-физическую характеристику пластов, выбиралась соответствующая модель притока флюида к скважине, включая геометрию пласта и границ, определялись емкостно-фильтрационные свойства пласта. В каждом случае степень достоверности полученных данных оценивалась сходимостью, фактической и смоделированной кривых.

Исследования методом КПД производились в нагнетательных скважинах с использованием прибора PPS-25 с целью определения фильтрационных характеристик пласта и оценки состояния призабойной зоны скважины.

Диагностические исследования ШГНУ выполнялись динамографом Сиддос-автомат». В результате диагностики скважин получены данные для подбора глубинно-насосного оборудования с использованием программного комплекса «Автотехнолог».

Таблица 1 - Гидродинамические исследования, проведенные ТОО "Алстрон" за 2013 г.

№ п/п	Вид исследования	Кол-во исследований
1	КВУ (Кривая восстановления уровня)	93
2	ИК (мех. фонд) (Режимные исследования)	160
3	КПД (Кривая падения давления)	90
4	Диагностика (ШГНУ)	220
Всего		563

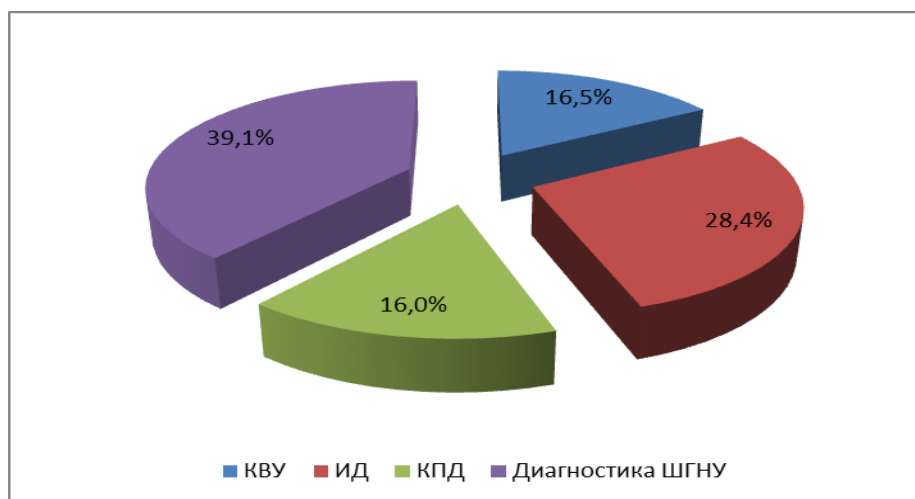


Рисунок 1 - Распределение гидродинамических исследований по видам

По сравнению с 2012 годом количество проводимых гидродинамических исследований в 2013г. увеличилось. Так, исследования методом КВУ проводилось на 93 скважинах против 83 скважин в 2012 г. Исследования методом ИД проводилось в 160 скважинах против 140 скважин в 2012 г. Количество исследований методом КПД и диагностики ШГНУ не изменилось.

Согласно результатам моделирования ГДИ, наиболее типичной для условий данного месторождения является модель радиального гомогенного пласта с радиальной схемой притока жидкости к забою скважины. Второй тип модели пласта, установленный по результатам ГДИ – это вертикальная трещина (при сохранении равномерности потока и ограниченной проводимостью). Наличие трещины в околоствольной зоне скважин является результатом проведенных ранее на этих объектах работ по гидроразрыву пласта, которые оказались достаточно эффективными.

Значительная часть гидродинамических исследований в 2013 г. выполнялись в скважинах объектов Ю-I, Ю-II, Ю-1С, Ю-3С, Ю-4С.

По результатам интерпретации ГДИ выявлены добывающие скважины с неблагоприятным состоянием околоствольных зон пластов. В 83 скважинах зафиксирован скин-фактор больше 1, в 12 скважинах значение данного показателя составило больше 10. Из всех исследованных в 2013 г. нагнетательных скважин у 44% зафиксирован положительный скин-фактор. По этим скважинам даны рекомендации по очистке призабойной зоны пласта.

Средние по эксплуатационным объектам текущие продуктивные и фильтрационные параметры пластов (продуктивность, проницаемость, скин-фактор, пьезопроводность и гидропроводность) по горизонту Ю-5С представлены в таблице 2

Таблица 2 - Текущие гидродинамические характеристики пластов в среднем по горизонту Ю-5С

Наименование	Кол-во	Диапазон изменения		Сред. знач.
	скв	min	max	
Добывающие				
Пластовое давление, МПа	12	9,46	10,25	9,74
Забойное давление, МПа	12	2,33	7,68	6,42
Дебит жидкости, м³/сут	12	7,6	39,0	19,2
Коэфф. продукт. по нефти, (м³/сут/Мпа/м)	12	0,14	2,185	1,043
Проницаемость, мД	3	20,74	307,15	199,96
Гидропроводность, м³/МПа*с	3	0,00000809	0,0000396	2,63e-5
Пьезопроводность,м²/с	3	0,00493	0,063	0,0413
Скин - фактор	3	-4,72	-2,95	-3,8
Нагнетательные				
Пластовое давление, МПа	3	8,85	9,25	9,05
Забойное давление, МПа	2	13,46	14,13	13,79
Приемистость, м³/сут	2	21,1	22,0	21,6
Коэфф. прием-сти, (м³/сут/Мпа/м)	3	0,54	1,67	0,93
Проницаемость, мД	3	21,3	36,07	28,44
Гидропроводность, м³/МПа*с	3	1,04	9,28	5,17
Пьезопроводность,м²/с	3	0,139	0,147	0,143
Скин - фактор	3	-0,33	2,7	1,36

Результаты выполненных комплексных гидродинамических исследований скважин месторождения Каламкас в 2013 г. позволили оценить состояние призабойной зоны эксплуатационных скважин, определить фильтрационные свойства разрабатываемых горизонтов в конкретных зонах, выбрать наиболее оптимальный режим эксплуатации исследованных скважин, выполнить анализ текущего состояния разработки и подбор скважин для проведения интенсификации добычи.

Из вышеизложенного следует, что проводятся планомерные гидродинамические исследования (ИК, КВД, КВУ, КПД) и замеры пластовых, забойных давлений,

диагностика скважинного оборудования, замеры обводненности, приемистости скважин, в том числе и специальные исследования по закачке индикаторных жидкостей в нагнетательные скважины;

В результате приведена рекомендация: вести контроль за разработкой месторождений согласно комплекса целенаправленных систематических (периодических) или единичных (разовых) исследований (физико-химических, геофизических, гидродинамических) направленных на получение необходимого объема информации для решения отдельных задач разработки по рекомендациям УПР;

ЛИТЕРАТУРА

1. «Пересчет начальных запасов нефти, газа и попутных компонентов юрской продуктивной толщи месторождения Каламкас по состоянию изученности на 01.01.2006 г.». ТОО «Научно-производственный центр», ТЭО КИН, АО «КазНИПИмунайгаз, г. Актау, 2007 г.

2. «Уточненный проект разработки месторождения Каламкас», АО «КазНИПИмунайгаз, г. Актау, 2008 г.

3. Протокол заседания ГКЗ РК № 659-08-У от 25.01.08 г.

УДК 553. (574.14)

ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ФУНДАМЕНТА ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА И СЕВЕРНОГО УСТЮРТА

**Ондабаева Ф. К., Мырзахметұлы А., магистранты
Научный руководитель: Табылганов М.Т.**

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга

Аннотация. В статье рассматриваются геологические строения фундамента АралоКаспийского региона, литология продуктивных горизонтов и нефтегазоносности палеозойского комплекса.

Ключевые слова: Доюрские, генезис, метаморфизм, вулканогенно, Туран, петрография, присводовых, фундамент, тектоника, стратиграфия, палеозой, силур, биотит, карбонат, туф, конгломерат, песчанник, сланц.

Доюрские отложения на рассматриваемой территории имеют повсеместное развитие и сложены породами различного генезиса, состава и возраста. Сильнодислоцированные метаморфические и метаморфизованные вулканогенно-осадочные порода и интрузивные тела, вскрываемые бурением под осадочным чехлом и относимые к складчатому фундаменту, имеют широкий временной диапазон от докембрийского до пермского. Слабодислоцированные нематаморфизованные порода палеозойско-триасового возраста образуют промежуточный структурный этаж АралоКаспийского региона Туранской плиты.

Перспективными в отношении нефтегазоносности являются отложения промежуточного структурно-тектонического этажа, особенно его пермотриасовый осадочный комплекс, а на Мангышлаке и местами на Северном Устюрте еще его морская, сероцветная верхнетриасовая осадочная формация.

Наиболее доступной частью доюрского разреза для современного состояния техники бурения являются отложения перми и триаса. Породы фундамента

вскрываются единичными скважинами, положенными на сводах или присводовых частях палеоподнятий и выступов фундамента, что наложило отпечаток на объем и полноту литолого-петрографической характеристики пород доюрского комплекса.

Порода фундамента. На территории Арало-Каспийского региона фундамент обнажается лишь в центральной части Туаркира (Север-Западная Туркмения), на Кернае (возвышенность Кубатау) и хребте Султануиздаг (Приаралье) и вскрыт единичными глубокими скважинами на Южном Мангышлаке, севере Туркмения, Приаралье и восточной части Северного Устюрта. Наиболее детальные исследования пород фундамента отражены в работах; В.С.Князева, Г.М.Титовой, Р.Г.Гарецкого, Б.С.Прилуцкого и др. [1].

Наиболее древние породы фундамента - нижнепротерозойские гнейсы, вскрытые в скважине Г-1, пл.Тамды 3147-3153 (Сев.Прикарабогазье). Перекрываются они верхнепротерозойскими (?) кристаллическими сланцами. Амфиболиты, вскрытые в скв. Г-16, пл.Базайская 2785-2960 м (забой) (Северо-Западное Приаралье), но степени метаморфизма отнесена В.С.Князевым и П.Ф.Флоренским к верхнедокембрийским (верхнепротерозойским) образованиям.

Метаморфические и кристаллические сланцы, вскрытые в ска.1,2, 4, 5, 7, пл.Южный Аламурын и скв.1, 2, пл. Тамды Сев.Прикарабогазья, широко развита в составе фундамента АралоКаспийского региона. Они вскрываются скважинами в восточной части Сев.Устюрта (пл.Коскала, скв. Г-1 3138-3270 м (забой) в Северо-Западном Приаралье), Кызылойская скв. Г-1 2585-2803 м (забой), на Южном Мангышлаке, пл.Оймаша скв. Г-9, 3580-3788 м. В скважинах площадей Северного Прикарабогазья (Юж.Аламурын, Тамды) под ними в забое обнаружены граниты. В составе сланцев этих площадей наибольшим развитием пользуются серицит-хлоритовые, кварц-хлорит-серицитовые, графит-хлорит-серицитовые, кварц – хлорит – биоти – муоковит – термолит - актинолитовые, мусковит-биотит-термолит-актинолит-серицит-кварцевые и др. Плотность этих пород колеблется от 2,47 в зоне выветривания до 2,81-2,97 г/см³ в более глубоких горизонтах. Причем, она всегда намного выше в термолит-актинолитовых разностях сланцев.

По составу, графитоносности и широкому развитию темно-серых и черных окрасок эти сланцы наиболее сходны с распространенными в пределах Западного Узбекистана метаморфизованными флишоидными отложениями нижнесилурийского возраста и условно относятся нами к их аналогам. Правда, в разрезах Прикарабогазья сланцы характеризуются более высокой степенью метаморфизма первичных терригенных угленосных и вулканогенных отложений, на что указывает наличие в их составе слюдяных и амфиболовых разностей. Это дает основание многим исследователям считать такие метаморфические породы позднедокембрийскими образованиями. Однако наличие кварц-амфиболовых сланцев в изученных разрезах может объясняться и тем, что в составе первоначальных осадочных пород широкое развитие имели пласты туфогенных пород, обогащенные пирокластическим материалом основного состава, которые уже при региональном метаморфизме фаций зеленых сланцев превращаясь в кварц-слюдяно-амфиболовые сланцы. Это подтверждается преобладанием в изученных разрезах филлитов и филлитовых слюдяных сланцев, типичных представителей мусковитовой субформации зеленых сланцев. Кроме регионального метаморфизма, породы на контакте с гранитами подвергались воздействию контактового метаморфизма.

Породы метаморфической толщи также были диафторированы. Диафтороз выразился в значительном развитии в сланцах процессов серицитизации и карбонатизации, в частичной хлоритизации биотита и амфиболов, а также в некотором изменении строения пород, проявившемся в образовании трещиноватости с

последующим выполнением трещин метаморфическими минералами мусковит-хлоритовой субфация зеленых сланцев кварцем, хлоритом, кальцитом, пиритом.

Такой характер преобразований присущ верхнепалеозойскому этапу диафтороза, наиболее интенсивно проявившегося в зонах герцинских тектонических нарушений. Метаморфические сланцы были отнесены предположительно к нижнесилурийским образованиям. Однако состав и степень метаморфизма этих пород, сходство их с аналогичными образованиями докембрия Узбекистана и Таджикистана, а также то, что эти образования в скв. Г-1, пл. Тамды несогласно перекрывают нижнепротерозойские (?) гнейсы, позволили В.С.Князеву и П.В.Флоренскому говорить об их докембрийском возрасте.

Примечателен разрез палеозоя, вскрытый в скважинах Айбугирского поднятия скв.146 (99 м), 93 (3 м), 95 (18 м) и скв.206 (30 м). Разрез скв.146 сложен тремя пачками мощностью 20, 39 и 40 м и начинается конгломератами, сменяющимися далее песчаниками, которые, в свою очередь, переходят в сланцы, сильно уплотненные (плотность 2,77-2,84 г/см³) и метаморфизованные. По данным О. А.Кузьминой, Г.Ф.Пантелеева и др., сланцы хлорито-серицитовые, карбонатизированные, прослоями актинолитовые темно-серые и серые, фиолетовые, полосчатые за счет присутствия актинолита светло-серого цвета, плотные, крепкие. Песчаники серые и темно-серые сильно рассланцованные, разномзернистые, грубозернистые, переходящие через гравелиты в конгломерат с размером обломков до 4 см. Обломки пород состоят из гранитов, различных эффузивов, известняков, реже кварцитов, кремнистых пород, яшм, филлитизированных аргиллитов, серицитовых и хлоритовых сланцев. В скв. 93, 94, 95 вскрыты аналогичные сланцы небольшой мощности - от 3,0 до 18,0 м.

В Айбугирского поднятия скв, 206 (786-816 м), расположенной на погруженной периклинальной части Айбугирского поднятия, вскрыты мраморовидные доломиты и известняки крепкие (плотность 2,7-2,8 г/см³) с прослоями, содержащими темно-зеленые аргиллитоподобные включения. В верхней части разреза встречаются прослои с конгломерат-песчанистыми, брекчированными, глинистыми и серицито-глинистыми сланцевыми включениями, обломками. В свою очередь, в разрезе скв. 146, выше толщи сланцев и конгломератов, залегают доломиты мощностью до 1,0 м, светло-серые, плотные мелкокавернозные с включениями обломков серицитовых сланцев. Отсюда О.А.Кузьмина, Г.Ф.Пантелеев делают вывод о более молодом возрасте известняково-доломитовой толщи (скв.206) по сравнению с отложениями, вскрытыми в скв.146, где доломиты с размывом залегают на сланцах.

Аналогичные мраморизованным известнякам и доломитам (скв.206) Айбугирского поднятия отложения вскрыты в инт. 975-1070 м в скв.1 Какпахтинского поднятия, отличающиеся только меньшей степенью метаморфизма. Единого мнения о возрасте этих двух толщ нет. В работе О.А.Кузьминой, Г.Ф.Пантелеева и др. говорится о среднепалеозойском, скорее всего силурийском и девонском возрасте отложений и возможно, более древнем возрасте терригенных отложений, вскрытых в скв. 93, 94, 95, 146 нижнепалеозойском или даже докембрийском. В работе В.В.Липатовой, Ю.А.Волож и др. сопоставляются конгломерат-песчано-сланцевые образования скв. 146 пл. Айбугир с аналогичными породами Кызылкумов, Тянь-Шаня, Алтая и Центрального Казахстана, которые относятся к верхнему протерозою или венду, а мраморизованные известняки и доломиты, по аналогии с породами Кызылкумских гор и Султануиздага - к нижнему палеозою (верхнему кембрию) [1].

Нижнепалеозойские (?) эффузивно-сланцевые образования, вскрытые в Северо-Западном Приаралье (Аккуловская скв. Г-2, 2794-3004 м, Сербуланская скв. Г-1 1224-1380 м) и представленные углисто-серицитовыми сланцами или филлитами с прослоями даек базальтов и базальтовых порфириров, сравниваются с тереклинской

свитой ордовика Южного Урала. З.Е.Булекбаев, Р.Г.Гарецкий и др. (1970) датируют их поздним силуром. [3].

Породы, вскрытые в скв. Г-11, 2581-2884 м, скв. Г-16, 2667-2785 м, пл. Базайская (Северо-Западное Приаралье) и представленные переслаивающимися метаморфизованными конгломератами, гравелитами и несчаниками, отнесены З.Е.Булекбаевым и Р.Г.Гарецким к среднему палеозою по аналогии со среднепалеозойскими отложениями Мугоджар и Султануиздага. [3].

Магматические образования на территории АралоКаспийского региона широко распространены в Султануиздаге к возвышенности Кубатау. Все интрузии делятся на 2 группы: пластовые интрузии кислого состава (условно средний палеозой), образовавшиеся до проявления главных (из герцинской складчатости и внедрившиеся в период складчатости - в позднепалеозойское время. Интрузии обнаружены скважинам на Тахтакаирском валу, где представлены в сложном сочетании с эффузивными породами в виде розоватых и розовато-серых гранитов, серо-зеленых гранодиоритов, перемеживающихся с вулканическими туфами, андезитовыми порфиритами и кварцевыми альбитофитами (плотность до $2,74 \text{ г/см}^3$). [2].

Граниты и гранодиориты на площадях северного склона Карабогазского свода, Южного Мангышлака и Северной Туркмении имеют более широкое распространение, чем прорываемые ими метаморфические сланцы, образующие батолиты крупных размеров. Граниты установлены в разрезах скважин Юж. Аламурын, скв. Г-1, Тамды, скв. Г-2 (под сланцами), Оймаша, скв. Г-9, Северо-Ракушечная, Джемал, а также вскрыты непосредственно под более молодыми отложениями на площадях Тамды, скв. Г-1, Г-6 и Букбаш, скв. П-1 и Г-3. Представлены граниты мелко-среднекристаллическими биотит-мусковитовыми и биотитовыми разностями. Роговообманково-биотитовые гранодиориты вскрыты только на площади Букбаш (скв. Г-2). Эта интрузивные породы сильно изменены, обычно микроклинизованы, хлоритизированы. Под воздействием тектонических факторов и вызванного ими динамометаморфизма граниты в значительной степени катаклазированы с образованием трещинок, заполненных хлоритом, серицитом, кальцитом и кварцем. В гранитах также отмечаются зоны лимонитизации по крупным трещинам (Букбаш, скв. П-1, 3097-3108 и Г-3, 2555-2960 м), образование которых также связано с подвижками отдельных блоков и проявлениями динамометаморфизма. Материал, выполняющий зоны лимонитизации, представляет собой сильно перетертые и измененные (серицитизированные и хлоритизированные) продукты, образовавшиеся за счет вмещающих их гранитов. Эти образования сходны с соответствующими породами (граниты и гранитоиды), установленными в разрезах некоторых скважин, пробуренных на Карабогазском палеосводе, возраст которых условно определен как верхнедевонско-нижнекаменноугольный. [4].

ЛИТЕРАТУРА

1. В.С.Князева, Г.М.Титовой, Р.Г.Гарецкого, Б.С.Прилуцкого и др. Доюрский комплекс Северного Устюрта и полуострова Бузачи. Тр.ВНИГНИ. М.: Недра, 1985. Вып.254.
2. Калугин А.К., Грибков В.В. Корреляция разрезов палеозойско-триасовых отложений и их литолого-фациальная изменчивость как основа поисков нефти и газа на западе Туранской плиты. – Тезисы докладов IV Межведоственной конференции, Ашхабад, 1983.
3. В.С.Князевым и П.Ф.Флоренским. Перспективы нефтегазоносности доюрский отложений молодых платформ. М., Наука, 1981.

4.Попков В.И., Клычников А.В. Сопоставление разрезов доюрских отложений Туаркыра и Карауданской зоны Юж. Мангышлака. – Известия АН Каз.ССР, сер.геол., 1985, №3.

УДК 553

ОРЫС ПЛАТФОРМАСЫ МЕН ОРАЛДЫҢ ШЫҒЫС ПАЛЕОЗОЙЫНЫҢ ҚИМАСЫ БОЙЫНША МҰНАЙ МЕН ГАЗДАРДЫҢ ГЕОХИМИЯЛЫҚ ПАРАМЕТРЛЕРІНІҢ ӨЗГЕРУІНІҢ ЗАҢДЫЛЫҚТАРЫ

Черкешова С.М.

Ш.Есенов атындағы КМУТИ, Ақтау қаласы

Аңдатпа. Орыс платформасы мен Оралдың шығыс палеозойының кесіндісі бойынша мұнай мен газдардың орналасуының геохимиялық заңдылықтарын анықтау мақсатында мұнайдың негізгі геохимиялық параметрлері ретінде мыналар қарастырылды: күкірт, парафин, асфальтендер және шайыр мұнайларындағы тығыздығы мен пайыздық құрамы. Газдар үшін-метанның тығыздығы мен пайыздық құрамы, оның ауыр газ тәрізді гомологтарының, көмірқышқылдарының, азот және күкіртсутегінің қосындылары.

Түйінді сөздер: орыс платформасы, параметр, палеозой, күкірт, парафин, тығыздық, азот, көмірсутегі қосындылары.

Мұнай мен газдардың физикалық - химиялық қасиеттерін салыстырмалы талдау үшін қиманың өнімді қабаттарының әрқайсысында олардың геохимиялық параметрлерінің орташа мәндері алынды [1].

Жүргізілген зерттеулер нәтижесінде әрбір өнімді деңгейжиектің мұнай мен газдарының айырмашылығы анықталды. Жекелеген мұнай-газ кешендерінің қималарында төмен жатқан өнімді горизонттардан жоғарыға мұнай мен газ тығыздығының және ондағы күкірттің, парафиннің, шайырдың, метанның асфальтендерінің, ауыр көмірсутегі газдарының, көмірқышқылының, азот пен күкіртсутектің пайыздық құрамының әртүрлі арақатынасы белгіленген. Мысалы, Воронеж антеклизінің Шығыс беткейінің VIII-ші мұнай-газ кешенінде және Рязано - Саратов майысуында төменнен жоғары қарай жеңіл газдар мен мұнайдардың ауысуы байқалады, алдымен аса ауыр, содан кейін қайтадан жеңіл. Еділ-Орал антеклизі аумағында VIII-ші кешеннің төменгі қабаттағы ауыр мұнайлары неғұрлым жеңіл, содан кейін ауыр, қайтадан жеңіл және қайтадан ауыр болып ауыстырылады.

VII-ші мұнай-газ кешені шығыс беткейіндегі Воронеж антеклизасы мен Рязано-Саратов иілісінің ауыр газдары жоғарғы деңгейжиектегі жеңіл, ал жеңіл мұнай - алдымен ауыр, содан кейін жеңіл және жоғары өнімді деңгейжиектерде қайтадан ауыр болып ауыстырылады. Еділ-Орал антеклизінде VII-ші кешеннің төменгі горизонттарының ауыр мұнайлары жоғарыда жатқан және т. б. мұнайларға қарағанда жеңіл болады [1].

Орыс платформасы мен Оралдың шығысындағы палеозой қимасының барлық мұнай - газды кешендер бойынша мұнай мен газдардың тығыздығын және басқа да геохимиялық параметрлерін төменнен жоғары ауыстыруды талдау ең жиі болып ауыр газдары бар өнімді көкжиектер кешендерінің төменгі бөліктерінде және ауыр мұнайлары бар өнімді горизонттардың, ал осы кешендердің жоғарғы бөліктерінде жеңіл газдары мен жеңіл мұнайлары бар горизонттардың болу жағдайлары болып табылатындығын көрсетті. Мұндай заңдылық VII, VI, V және I-ші кешендер газдары

үшін және Воронеж антеклизі мен Рязано - Саратов иілу шығысында IV және III-ші мұнай құбырлары үшін, V, III, I газдары үшін және VII, VI, IV, III, II, I Волго-Орал антеклизасының мұнай-газ кешендері үшін белгіленген. Газдарға арналған ұқсас көрініс Оралдың III-ші кешенінде орын алады.

Кейде газ бен мұнайға арналған бір кешендерде геохимиялық параметрлердің төменгі өнімдік деңгейжиектерден жоғарыға қарай өзгеруінде қарама-қарсы бағыт байқалады. Мәселен, егер кешеннің төменгі өнімдік көкжиегі ауыр газ болса, онда мұнайдан жеңіл болады, керісінше, егер төменгі көкжиекте жеңіл газ белгіленсе, онда мұнайдан ауыр болады. Төменгі горизонттардың ауыр газдары жеңіл, ал жеңіл мұнай - VII, VI және V Воронеж антеклизасының Шығыс беткейінің және Рязано - Саратов иілісінің жоғары горизонттарында ауыр мұнайлармен алмасады. Сол аумақтың IV және III мұнай-газ кешендерінде, сондай - ақ Волго - Орал антеклизасының II-ші кешенінде төменгі деңгейжиектерде жеңіл газдар мен ауыр мұнай, ал жоғарғы-ауыр газдар мен жеңіл мұнай бар кері көрініс байқалады [2].

Келтірілген материал Орыс платформасы мен Оралдың шығыс палеозойының қимасы бойынша төменнен жоғары қарай мұнай мен газдардың басқа геохимиялық параметрлерінің тығыздығы мен мәндерінің өзгеруінде не олардың заңды азаюына немесе ұлғаю жағына қарай бірқалыпты өтпелер болмайтынын көрсетеді. Мұнай-газ кешендерінің ішіндегі жекелеген өнімді горизонттардың тығыздықтарының және басқа да геохимиялық параметрлерінің орташа мәндері, өз арасында қосылған сынған сызықтарды береді. Дәл осындай көріністі тұтастай палеозой қимасы бойынша жекелеген мұнай-газ кешендерінің мұнай мен газдарының тығыздықтарының орташа мәндерінің және басқа да геохимиялық параметрлерінің шамаларын қосатын желілер да береді [2].

Барлық белгіленген мұнай мен газдардың кешендер ішіндегі жекелеген өнімді горизонттардың, сондай-ақ тұтас алғанда тілік бойынша жекелеген мұнай-газ кешендерінің байланысы жоқ екенін көрсетеді. Мұнай-газ кешендерінің әрқайсысының ішіндегі жекелеген өнімді горизонттардың мұнай мен газдарының физикалық-химиялық қасиеттеріндегі елеулі айырмашылықтар және мұнай-газ кешендерінің тік қималарында да, сондай-ақ палеозойдың стратиграфиялық қимасында да мұнай мен газдардың тығыздықтары мен басқа да геохимиялық параметрлерінің өзгеруінің бірыңғай заңдылықтарының болмауы тұтастай алғанда, мұнай мен газдардың сингенетикалылығы және олардың сыйымды жыныстары бар шоғырларының қалыптасуы туралы біз бұрын айтылған көзқарасты растайды., Шығыс палеозой қимасында орыс платформасының бірыңғай тереңдік немесе локализацияланған болмауы туралы және Оралалды бірыңғай мұнай мен газды қоректендіретін қойнауын бір көзден алу.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Акрамходжаев А.М. Органическое вещество-основной источник нефти и газа. Ташкент, «ФАН», 1973
2. Айтбаев К.А., Туkenов Н.Т., Думанов Е.Д., Курманов С.К. Битуминологическая характеристика средне-верхнепалеозойских пород Чу-Сарысуйского нефтегазоносного бассейна Южного Казахстана. «Геология нефти и газа». 1973, №9

МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Тогашева А.Р.

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга
им. Ш.Есенова

Аннотация. Эффективность контроля за процессом разработки месторождения зависит от своевременного получения качественной и полной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, выработке запасов нефти в пластах, технического состояния скважин, надежности работы скважинного оборудования и т.д. В статье приведены мероприятия по контролю за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования по видам и объемам исследовательских работ.

Ключевые слова: месторождение, скважина, нефть, разработка, исследование, пласт, коллектор, регулирование, гидродинамические параметры, геофизический метод, динамометрирование.

Основными задачами контроля за разработкой является исследование характеристик процессов выработки запасов нефти, определение показателей эффективности систем разработки и методов ее регулирования.

Эффективность контроля за процессом разработки месторождения зависит от своевременного получения качественной и полной информации о гидродинамических параметрах продуктивных пластов, емкостно-фильтрационных свойствах пластов-коллекторов, выработке запасов нефти в пластах, технического состояния скважин, надежности работы скважинного оборудования и т.д. Наличие такой информации обеспечивается проведением комплекса гидродинамических и промыслово-геофизических методов исследований пластов и скважин в сочетании с лабораторными и промысловыми данными.

Процесс разработки месторождения контролируется систематически. Контроль за разработкой пластов, состоянием и эксплуатацией скважин и скважинного оборудования по видам и объемам исследовательских работ должен проводиться в соответствии с рекомендациями таблицы 1, составленными на основе утвержденных единых правил разработки нефтяных и газовых месторождений и опыта контроля за разработкой нефтяных месторождений в ПУ «Жетыбаймунайгаз».

Контроль за работой подземного оборудования механизированных скважин осуществляется путем проведения динамометрирования. И данный вид контроля выполнять периодически в течение всего времени эксплуатации.

Кроме промыслово-геофизических исследований, немаловажным является проведение систематического контроля за изменением свойств нефти как в пластовых, так и в поверхностных условиях.

Комплекс физико-химических исследований нефти и газа

Цель исследований нефти и газа в процессе разработки состоит в получении исчерпывающих данных об их свойствах и составе, которые в пределах эксплуатационных объектов, как правило, не постоянны.

Разработка месторождения сопровождается изменениями термобарических условий залежи, что влечет за собой изменение свойств пластового флюида, оказывая наибольшее влияние на такие параметры пластовой нефти как сжимаемость, объемный

коэффициент и плотность, от которых в свою очередь зависит нефтеотдача и уровни добычи нефти.

Таблица 3 – Комплекс исследований по контролю за разработкой

№	Виды исследований	Категории и виды скважин	Периодичность
1	Замер дебитов жидкости (нефти), буферного, затрубного давления	Во всех скважинах	Разовые исследования 1 раз в 7 дней
2	Определение обводненности	Во всех скважинах	Разовые исследования 1 раз в 7 дней
3	Определение газового фактора	Во всех скважинах	в скв-х I-го объекта - ежеквартально; по скв-м II-го объекта – 1 раз в год
4	Определение пластового давления (статического уровня)	Во всех скважинах:	1 раз в полугодие и при ГТМ
5	Определение забойного давления (динамического уровня)	Во всех скважинах	Разовые исследования при ГТМ
6	Определение пластовой температуры	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	Разовые исследования
7	Тестовые замеры продукции и забойных давлений	Во всех скважинах при смене оборудования и режима работы	Разовые исследования до и после ГТМ
8	Исследование методом установившихся отборов МУО (не менее чем на 3 режимах)	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	Разовые исследования
9	Исследование методом КВД	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	Разовые исследования
10	Отбор глубинных проб пластовых флюидов	По новым скважинам (с учетом графика бурения и ввода в эксплуатацию. По эксплуатационным скважинам (с учетом гидродинамики и обводненности)	Разовые исследования
11	Отбор поверхностных проб нефти	В эксплуатационных скважинах	1 раз в полугодие
12	Отбор устьевых проб газа	В эксплуатационных скважинах	1 раз в год
14	Определения профиля притока, мощности отдающих интервалов и характера поступающей жидкости	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ	1 раз в 2 года
15	Определение состояния обсадных колонн и цементного камня (АКЦ), ЭМДСТ	Во всех вновь пробуренных скважинах и при ГТМ. В эксплуатационных скважинах по мере необходимости (нарушение герметичности, заколонные перетоки и др)	Разовые исследования по мере необходимости.

Одной из задач исследования проб пластовой нефти является контроль за изменением свойств пластовой нефти в процессе разработки. Отбор проб пластовой нефти по скважинам позволяет подтвердить изменения или постоянство, имеющегося представления о пластовом флюиде.

Согласно РД 39-4-699-82 «Руководство по применению геолого-геофизических, гидродинамических и физико-химических методов для контроля разработки нефтяных месторождений» и «Единым правилам по рациональному и комплексному использованию недр при разведке и добыче полезных ископаемых», в обязательный комплекс систематических исследований по контролю разработки нефтяных месторождений входят:

- отбор и исследование глубинных проб нефти;
- отбор и исследование дегазированных проб нефти;

- замеры промыслового газового фактора;
- контроль за составом добываемого газа;
- контроль за обводненностью нефти.

Поскольку по скважинам I-го эксплуатационного объекта наблюдалось снижение пластового давления ниже давления насыщения нефти газом, рекомендуется проводить в скважинах I-го объекта замеры газового фактора ежеквартально или ежемесячно; по скважинам II-го объекта замеры газового фактора рекомендуется выполнять раз в год.

Для объективной характеристики свойств нефти учитывая неоднозначность параметров пластовой нефти, полученных по результатам исследований рекомбинированной пробы из скважины 5 горизонта Т₂, (см. глава 4.3), рекомендуется продолжить физико-химические исследования и предусмотреть отбор глубинных проб нефти из новых скважин.

По глубинным пробам нефти рекомендуется проводить не только опыт однократного разгазирования, но и дифференциальное разгазирование, с получением графиков зависимостей изменения свойств пластовой нефти от давления.

Подход к выбору скважин для исследований, методы и средства для отбора и исследований глубинных проб пластовой нефти регламентируются в ОСТ 39-112-80 «Нефть. Типовое исследование пластовой нефти. Объем исследования. Форма представления результатов».

Как было замечено в главе 4.3, в связи с небольшим объемом информации по текущим свойствам дегазированной нефти, необходимо систематически проводить полный комплекс лабораторных исследований устьевых проб нефти из добывающих скважин.

Поскольку нефть месторождения высокопарафинистая, необходимо в целях контроля за изменениями свойств нефти в процессе эксплуатации определять содержание парафина и асфальто-смолистых веществ в составе нефти, а также температуру насыщения нефти парафином. Изучения свойств дегазированной нефти проводить в аккредитованных лабораториях.

Рекомендуемый объем физико-химических исследований нефти и газа приведен в таблице 2.

Гидродинамические методы исследования скважин

С целью получения наиболее полной и необходимой информации о состоянии разработки нефтяных залежей, уточнения текущих продуктивных и фильтрационных характеристик пластов, контроля за энергетическим состоянием залежей необходимо выполнять рекомендации по ГДИС, представленные в работе [8]:

- замеры дебита добывающих скважин;
- определение динамических и статических забойных давлений;
- определение динамических и статических устьевых давлений;
- исследование изменения давления и температуры по стволу скважины;
- исследование восстановления давления (КВД/КВУ).

Метод восстановления давления

Метод восстановления давления позволяет определять проницаемость, гидропроводность и пьезопроводность пластов, выявлять наличие в области дренирования скважины зон с резко выраженной неоднородностью, оценивать гидродинамическое совершенство скважины и ее приведенный радиус.

Во время работы скважины на постоянном режиме вокруг нее образуется воронка депрессии. Быстрое изменение режима работы скважины при ее остановке сопровождается перераспределением давления в пласте вследствие проявления упругих свойств пористой среды и насыщающих ее жидкостей. До остановки скважины на исследование КВД необходимым условием является работа скважины в течение

продолжительного времени на установившемся режиме. Перед остановкой скважины должны быть определены с возможно большей точностью дебит скважины и обводненность ее продукции.

При остановке скважины для регистрации КВД необходимо замерять забойное, затрубное и буферное давления (или соответствующие уровни) для определения притока жидкости к забою скважины после ее остановки.

Таблица 4 – Необходимый комплекс исследований при контроле за разработкой

Виды исследований	Получаемая информация
Исследования PVT-соотношения при пластовой температуре.	Давление насыщения. Коэффициент сжимаемости, средний в интервале от пластового давления до давления насыщения;
Стандартная сепарация пластовой нефти.	Газосодержание. Объемный коэффициент пластовой нефти при пластовой температуре и пластовом давлении. Плотность пластовой нефти. Плотность сепарированной нефти. Плотность газа. Компонентный состав нефти и газа.
Определение вязкости пластовой нефти.	Вязкость при пластовой температуре и пластовом давлении.
Физико-химический анализ дегазированной нефти.	Параметры: - плотность при 20°C; - вязкость при 20°C; - молярная масса; - температура застывания; - фракционный состав. Содержание: - парафина; - смол силикагелевых; - асфальтенов; - воды; - солей; - серы.
Определение температуры насыщения нефти парафином	Температура насыщения нефти парафином.

Геофизические исследования скважин по контролю разработки месторождения

При бурении новых скважин следует выполнять требования к комплексу ГИС в открытом стволе изложенные в «Программе исследовательских работ ...» [14].

Для уточнения минерализации пластовых вод триасовых отложений необходимо отобрать и исследовать пробы попутно добываемой пластовой воды из отложений верхнего и среднего триаса.

Геофизические исследования по контролю за разработкой в добывающих скважинах следует проводить в случае совместной разработки коллекторов верхнего и среднего триаса 1 раз в 2 года и по мере необходимости (таблица 1).

ЛИТЕРАТУРА

1. Исследования физико-химических свойств пластовой жидкости нефтяных месторождений Мангышлака. 1985 г.
2. Анализ разработки месторождения Ашиагар. АО «КазНИПИМунайгаз».

Уткилбаев Н.К., Нурмухан Б. А. и др., «АО КазНИПИмунайгаз», г. Актау, 2011 г.

3. Отчет по выполнению комплекса специальных исследований скважин ПУ «Жетыбаймунайгаз» АО «Мангистаумунайгаз», А.В. Игнатенко Т.Г. Бжицких и др., ТОО «Алстрон», г. Алматы, 2012 г.

УДК 622,277 (043,3)

ҚИЫН ӨНДІРІЛЕТІН МҰНАЙ ҰҢҒЫМАЛАРЫНДАҒЫ ҚҰМДЫ ТЫҒЫНДАРМЕН КҮРЕСУ

Жетекова Л.Б.

Ш. Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар және инжиниринг университеті

Аңдатпа. Мақалада кен орындарында мұнай өндіруді қарқындату бойынша технологиялық шешімдерге шолу жасалды. Кен орнында ұңғымалардағы құммен күресу кен орын игерілгеннен бастап жүргізіледі. Бұндай литологиялық құрам қабаттың түпкі аймағының бұзылу нәтижесінде ұңғымаға сүзіліп келген сұйықтықпен бірге құмның көтерілуін қамтамасыз етеді. Ұңғыма өнімін өндіру кезінде құмның қарқынды шығуы ұңғыма жабдықтары материалының коррозиялық мүжілуіне алып келетін факторлардың бірі болып табылады. Құм тығындарының пайда болуымен күресу мұнай өнеркәсібінің өзекті мәселелерінің бірі болып отыр.

Түйінді сөздер: мұнай өндіруді қарқындату; мұнай бергіштік, құм шығаруға қарсы күрес; кен орындарын пайдаланудың соңғы сатысы; құм шығаратын ұңғымаларды пайдалану әдістері.

Кіріспе. Құм біліну құбылысы мұнай өндіру үшін жаңашылдық болып табылмайды, дегенмен, осы құбылыстың салдары әлі күнге дейін өндіру процестері үшін ең жағымсыз болып табылады.

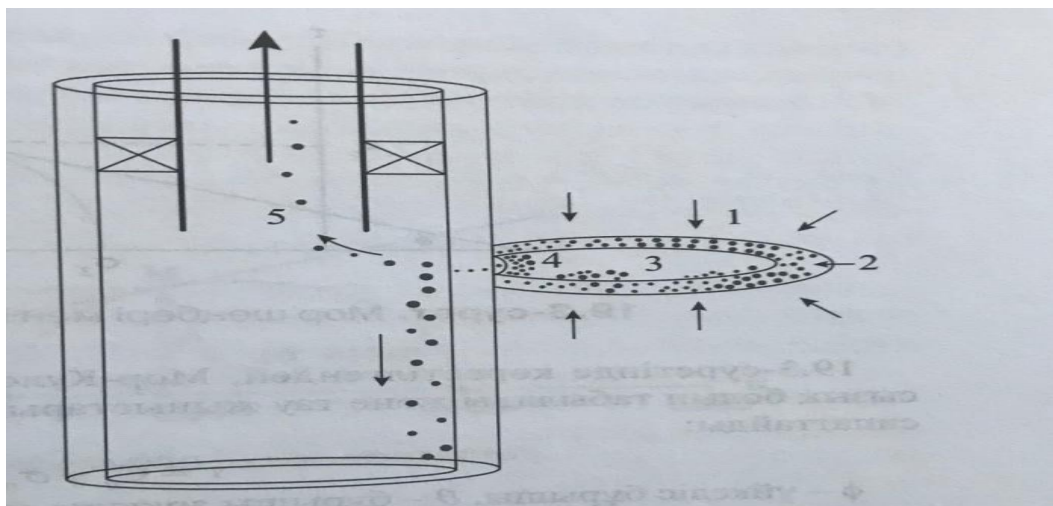
Негізінен, қабаттың қатты бөлшектері әрқашан құм болып табылмаса да, мұнай кәсіпшілігінде ұңғыдан шығатын кез келген қатты бөлшектер әдетте құмның шығуы деп атайды. Қабаттары борпылдақ, құмтас сияқты цементтелмеген жыныстар болып табылатын мұнай кен орындарын пайдалану процесінде қабаттың түп маңы аймағының бұзылуы өнімнің төмендеуіне сондай-ақ, бұл айтарлықтай асқынуды тудырады. Маңғыстаудың өлкесіндегі көптеген кен орындар игерудің соңғы сатысына тән қабат қысымдарының төмен болуы өнімнің төмендеуіне әкеледі. Бұл құмды тығындардың пайда болуына, сүзгілердің кольматациясына мұнай мен газ өндірудің күрт төмендеуіне, жөндеу жұмыстарын жүргізуде материалдық шығындардың ұлғаюына әкеледі.

Құмның пайда болу себептері мен факторлары:

1. Төмен цементтелген коллектор;
2. Қабаттық флюидтің тұтқырлығы;
3. Қабаттағы флюид бөлшектерінің қозғалыс жылдамдығы;
4. Түп маңы аймағындағы кернеу;
5. Қабаттың түп маңы аймағының ластануы.

Көрсетілген факторлардың әрқайсысы кен орындарында бірнеше рет байқалған, әсіресе бұл коллекторлардың әлсіз цементтелуіне және қабаттық флюидтің жоғары тұтқырлығына қатысты.

Жалпы қабаттың қатты бөлшектері, ығысудан кейін көлемдік бұзылудан немесе созылу кезіндегі бұзылудан кейін борпылдақ бос болуы мүмкін. Сұйық ағынның жылдамдығы борпылдақ ұсақ бөлшектерді тасымалдау үшін жеткілікті болған жағдайда және ұсақ бөлшектер үшін ешқандай тосқауыл болмаған кезде құмның қабат флюидтерімен бірге ұңғыға құйылуы, яғни өндірілуі жүзеге асады. [3]



1-сурет. Құмның ұңғыға келуін туындататын бес түрлі жағдайдың сипаты

Қабаттағы 1-жағдай көрінісінде, мұнда тау жыныстары тиімді жоғары кернеудің немесе созылудың әсерінен бұзылуы мүмкін. Жоғары кернеу әсерінен бұзылу жағдайының орын алуының себебі, ұңғыдағы қысым мен жергілікті кернеудің арасындағы айырмашылық, айналасындағы сығымдаушы тау жыныстардың беріктігінің артық болуында.

Созылу кезіндегі қабат тау жыныстарының бұзылу сипаты, әдетте цементтелген түйіршіктердің бұзылуын білдіреді. Сақиналы қуыстан өткен (2-жағдай көрінісінен) жеткілікті дәрежеде жоғары жылдамдыққа ие болған ағымдағы қабат флюиді (1-жағдай көрінісінде) қабаттың бұзылған тау жыныстарының құм бөлшектерін перфорацияның қуысты беттері арқылы өзімен алып шығуы мүмкін.

Сұйық ағыны жеткілікті болған кезде көлденең перфорациялық тесіктер арқылы (3-жағдай көрінісіндегі) құм бөлшектері ішке ене береді, бірақ бұл бөлшектер (4-жағдай көрінісіндегідей) перфорациялық каналдардың басында құмды көпіршелер тығындар (5-жағдай көрінісіндегідей) қалыптастыруы мүмкін. Өз кезегінде, пайда болған құмды көпіршелер (тығындар) сұйықтың жеткілікті жоғары жылдамдықтағы ағыны кезінде мүжіліп, сынып бұзылуы мүмкін. Ұңғы оқпаны бойындағы құмды бөлшектер, оның түбіне түсіп жиналады немесе ағымдағы қабат флюидінің жеткілікті жоғары жылдамдығы кезінде жер бетіне шығарылады.

Қабаттары құммен және цементтілігі төмен жыныстармен қалыптасқан кен орындарын пайдалану процесінде қабаттың түп маңы аймағының бұзылуы орын алады және ұңғымаға құм түседі, бұл айтарлықтай асқынуды тудырады және жабдықтың уақытынан бұрын тозуына әкеп соғады. Уақыт өте келе ұңғыманың түп маңы аймағы бұзылады және ұңғыманы пайдалану кезінде перфорациялық тесік арқылы өтіп, құмды тығындар жасай отырып, түп маңына жиналады. [1]

Аз цементтелген коллекторлардан жоғары тұтқыр мұнайды өндірудің термиялық әдістері кезінде мұнайдың тұтқырлығы төмендейді, оның ағымдылығы артады. Нәтижесінде борпылдақ коллектор цементтейтін байланыстырғыш зат – тұтқыр мұнай жоғалады. Уақыт өте келе ұңғыманың түп маңы аймағы бұзылады және ұңғыманы

пайдалану кезінде перфорациялық тесік арқылы өтіп, құмды тығындар жасай отырып, түп маңына жиналады.

Өнімді қабаттардан құм шығару үшін төмен цементтелгендіктен қауіпті асқынулардың туындауына әкеледі:

1. Шегендеу құбырларының тізбегі, сондай-ақ фонтанды ұңғыма және мұнай жинау құбырлар тізбегі жүйесінде құмды тығындардың болуынан өнімнің төмендеуі;
2. Шегендеу құбырының тізбегі немесе сүзгінің бұзылуы (иілу, майысу және эрозия);
3. Жер асты және жер үсті жабдықтарының абразивті эрозиясы;
4. Өндірілген сұйықтықты құмнан тазарту және құмды жою.

Көптеген жағдайларда құм шығару және тығындау ұңғыманың авариялық жай-күйінің негізгі себептері болып, оны жою үшін жөндеу қалпына келтіру жұмыстарын жүргізу қажет. Бұл жұмыстардың басты міндеті құмды тығындарды жою және түп маңы аймағының бастапқы өткізгіштігін қалпына келтіру болып табылады. Құмды тығындарды қауға және сұйықтықпен жуу арқылы жояды.

Елдің энергетикалық қауіпсіздігін қамтамасыз ету оның табысты дамуының негізінде жатыр. Мұнда негізгі шешімдердің бірі мұнай өндіру процестерінің тиімділігін арттыру болып табылады. Мұндай жағдай мұнай беруді арттырудың жаңа тиімді технологияларын тұрақты іздестірудің өзектілігін анықтайды. Осыған байланысты қолданылатын реагенттерге талаптар өсуде, неғұрлым күрделі химиялық құрамдарды әзірлеу қажеттілігі туындайды.

Мақалада мұнай ұңғыларының әлсіз цементтелген құмтастарды MPS REIS-I полимерлі құраммен бекіту туралы жазылған түп маңындағы құмды химиялық бекіту әдісі қарастырылған және оны практикалық енгізу нәтижелері келтірілген. MPS REIS полимерлік композициялары қажетті нормативтік-техникалық құжаттармен қамтамасыз етілген және мұнай өндіру технологияларында қолдануға ұсынылған. MPS REIS композициясының химиялық құрамы бойынша синтетикалық полимерлердің, минералды тұтқыр және тұрақтандырғыштардың түрлі қатынастардағы қоспалары болып табылады. Ұңғыманы пайдаланудың маңызды проблемаларының бірі кен маңындағы әлсіз цементтелген жыныстардың бұзылуы және құм шығару болып қала береді, бұл айтарлықтай асқынулар туғызады. Ғылыми-техникалық әдебиетті талдау көптеген қолданылатын технологияларға қарамастан, жөндеуді талап ететін ұңғымалар саны ұлғаюын, ал жөндеу жұмыстарының табыстылығы төмен екенін көрсетеді. Бұл салада табыстың негізгі құраушысы әрбір ұңғымаға атаулы көзқарас, атап айтқанда, таңдалған технологияның нақты геологиялық-кәсіптік жағдайларға міндетті бейімделуі болып табылатыны анық.

Мұнай және газ ұңғымаларындағы құмды шығаруды болдырмау үшін қолданылатын химиялық композицияларды таңдаудың негізгі өлшемдеріне жатқызуға болады:

1. Біртекті және тұтқырлығы төмен, ерітіндінің өндірілуін қамтамасыз етеді;
2. Реттелетін уақыты;
3. Байланыстырылған жыныстың беріктігі;
4. Байланыстырылған жыныстың өткізгіштігінің минималды төмендеуі

ПК MPS REIS-i-судағы полимердің ұсақ дисперсті суспензиясы, бұл оның жоғары өткізгіштік қабілетін тудырады. MPS REIS-i әрекетінің мәні мыналардан тұрады: тұтқырлығы аз, полимердің ерітіндісі құм бөлшектерін бірыңғай көлемді қаңқаға желімдейді. Полимерлеу реакциясы аяқталғаннан кейін мұндай құрылым жоғары механикалық беріктігімен (сығуға беріктігі 10 МПа астам) және газ бен сұйықтық бойынша өткізгіштігімен сипатталады.

Зертханалық жағдайларда жасанды кернде ПК MPS REIS-і құмды бекітуді үлгілеу процесінде берік өткізбейтін тас түзіледі, бұл ретте өткізгіштіктің бастапқы мәннен төмендеуі орташа есеппен 25 % - дан аспайды. Бұл құм шығаруды жою технологияларындағы жаңа құрамды ұсынуға мүмкіндік берді. Қаражанбас кен орында ПК MPS REIS-і аз цементтелген жыныстарды бекіту технологиясы сынақтан өтті. Тәжірибелік-кәсіптік жұмыстар басталар алдында технология мен құрам рецептурасының кен орны жағдайына және нақты №2110 ұңғымасына бейімделуі бойынша зертханалық сынақтар жүргізілді.

Көріп отырғанымыздай, бұл технологияны пайдалану нәтижесінде механикалық қоспалардың санын 10 есе азайту, күрделі жөндеу мерзімін 30 есе ұлғайту және күнделікті орташа дебетінің 3 есе ұлғаюы алынды.

2015 жылы кен орнында тағы 20 ұңғыма өңделді. MPS REIS-і PC көмегімен нәтижесінде жоғары технологиялық тиімділікті көрсетті: барлық жағдайларда механикалық қоспалардың кем дегенде 40-50 %-ға төмендеуі, күрделі жөндеу кезеңінің 3-10 есе артуы байқалды. Сонымен қатар өткізгіштігінің төмендеуі 10-12 %-дан аспады.

Қорыта айтқанда, ПК MPS REIS-і құм шығаратын ұңғымалардың түп маңы аймағын бекіту технологияларында қолдану құмның білінуін азайтуға, ұңғыма ішіндегі жабдықтарды пайдалану мерзімін ұзартты. Сондай-ақ, ұңғымаларды күрделі жөндеуге кететін шығындарды қысқартуға, олардың өнімділігін бір уақытта арттыруға мүмкіндік береді. технологияларындағы жаңа құрамды ұсынуға мүмкіндік берді. Қаражанбас кен орында ПК MPS REIS-і аз цементтелген жыныстарды бекіту технологиясы сынақтан өтті. Тәжірибелік-кәсіптік жұмыстар басталар алдында технология мен құрам рецептурасының кен орны жағдайына және нақты №2110 ұңғымасына бейімделуі бойынша зертханалық сынақтар жүргізілді.

Көріп отырғанымыздай, бұл технологияны пайдалану нәтижесінде механикалық қоспалардың санын 10 есе азайту, күрделі жөндеу мерзімін 30 есе ұлғайту және күнделікті орташа дебетінің 3 есе ұлғаюы алынды.

2015 жылы кен орнында тағы 20 ұңғыма өңделді. MPS REIS-і PC көмегімен нәтижесінде жоғары технологиялық тиімділікті көрсетті: барлық жағдайларда механикалық қоспалардың кем дегенде 40-50 %-ға төмендеуі, күрделі жөндеу кезеңінің 3-10 есе артуы байқалды. Сонымен қатар өткізгіштігінің төмендеуі 10-12 %-дан аспады.

Қорыта айтқанда, ПК MPS REIS-і құм шығаратын ұңғымалардың түп маңы аймағын бекіту технологияларында қолдану құмның білінуін азайтуға, ұңғыма ішіндегі жабдықтарды пайдалану мерзімін ұзартты. Сондай-ақ, ұңғымаларды күрделі жөндеуге кететін шығындарды қысқартуға, олардың өнімділігін бір уақытта арттыруға мүмкіндік береді.

ӘДЕБИЕТТЕР:

1. Айткулов А.У. Повышение эффективности процесса регулирования разработки нефтяных месторождений. -М.: ОАО «ВНИИОЭНГ»
2. Хисамутдинов Н.И., Тахаутдинов Ш.Ф., Телин А.Г., Зайнетдинов Т.И., Тазиев М.З., Нурмухаметов Р.С. Проблемы извлечения остаточной нефти физико-химическими методами. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ».
3. Майкл Ж. Экономидес, Дэниел Хилл, Мұнай өндіру жүйесі Алматы 2017ж

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОМЫСЛОВОГО ПОДГОТОВКИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

Садуева Г.К

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринг
им.Ш.Есенова

Аннотация. В статье рассмотрен ряд новых направлений совершенствования подготовки нефти и сточных вод, способствующих повышению КИН и улучшению экологической обстановки на промыслах. Предложены способы снижения содержания нефтепродуктов и кислых газов в сточной воде, закачиваемой в продуктивные пласты, имеют то существенное преимущество, что их реализация способствует повышению КИН, улучшает экологию на промыслах, не требуя значительных дополнительных материальных затрат и трудовых ресурсов.

Ключевые слова: процесс биоценоза, парциальное давление, кислые газы, продуктивные пласты нефтегазовых месторождений, добычный комплекс, скважина, метод увеличения нефтеотдачи, нефтяная эмульсия, пластовая вода, коррозионная среда.

Введение. Решение проблемы увеличения нефтеотдачи продуктивного пласта, разрабатываемого вытеснением нефти закачиваемой водой, во многом зависит от качества закачиваемой воды. Практически всем специалистам нефтяной отрасли это известно, но, к сожалению, мало кто к этому относится с должной ответственностью. В связи с этим качество сточных вод, закачиваемых в продуктивные пласты нефтяных месторождений, остается неудовлетворительным.

Технологический процесс подготовки нефти до товарного качества в соответствии с требованиями ГОСТ осуществляется на типовых УПН, на которых производится удаление из нефти свободного газа, воды, солей, мехпримесей и др. в соответствии с требованиями ГОСТ. [1]

Ограниченная возможность типовых УПН состоит в том, что газоводонефтяная эмульсия в них подвергается многоступенчатому отстою под избыточным давлением, в связи с чем в ней остается некоторое количество растворенного газа, не обеспечивая требования ГОСТ по давлению насыщенных паров.

При осуществлении подготовки обычной нефти на УПН по типовой хеме при низкой температуре до 30 - 40 °С на конечном этапе отстоя достигается товарное качество нефти по остаточному содержанию воды и давлению насыщенных паров.

На месторождении Узень продукция транспортируется на Центральный пункт подготовки и перекачки нефти (ЦППН), где готовится до товарного качества термохимическим способом при некотором избыточном давлении и температуре до 60 °С.

Объект ЦППН запроектирован «Гипровостокнефть» и введен в эксплуатацию в 1972 г. Проектная мощность объекта 26 млн. т нефти в год. Максимальная загрузка объекта была достигнута в 1975 г. - 16,3 млн. тонн в год (62,7 % от установленной мощности).

Следует отметить, что на стадии принятия решения об организации товарной подготовки нефти на месторождении Узень многие специалисты бывш. объединения «Мангышлакнефть» не разделяли точку зрения Миннефтепрома относительно создания на огромной площади месторождения Узень (45×12 км) единого централизованного

объекта товарной подготовки нефти (ЦППН). Предлагалось, например, дополнительно создать самостоятельный объект ЦППН во «впадине» месторождения. Однако экономическая обстановка тех лет и требование скорейшего вывода месторождения на проектный уровень добычи нефти не дают оснований в настоящее время рассматривать решение того времени о создании на месторождении единого ЦППН, как ошибочное.

Следует отметить, что бывш. ПО «Мангышлакнефть» до ввода в эксплуатацию объекта подготовки нефти (ЦППН) вело активный поиск более совершенного способа решения на месторождении этой проблемы. На месторождении уровни добычи нефти могут увеличиваться или уменьшаться, технология опережать или отставать от мировых темпов. Со всем этим можно мериться или бороться. Но настоящая беда производства, если не удастся обеспечить товарное качество добываемой продукции, прежде всего-нефти.

С самого начала разработки месторождения Мангышлака разработка продуктивных пластов вызывала опасения, а эксплуатация подземного и наземного нефтепромыслового оборудования была осложнена асфальтосмолопарафиновыми отложениями (АСПО). Впоследствии эти осложнения усилились осложнениями, вызванными отложениями минеральных солей (ОМС), жизнедеятельностью сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ), коррозионными процессами, механическими примесями, образованием трудноразрушаемых водонефтяных эмульсий (ТРВНЭ), шламонакоплением. [1]

Общий недостаток типовых УПН состоял в том, что газоводонефтяная эмульсия, поступающая в аппараты-отстойники этих установок, подвергалась отстою под избыточным давлением, в результате чего в ней оставалось некоторое количество газа, не обеспечивая качество подготовки нефти до требований ГОСТа по давлению насыщенных паров.

Поэтому при подготовке нефти при относительно низкой температуре до 30-40 °С, что приемлемо для легких нефтей, процесс дегазации шел менее активно, и для достижения на УПН качества нефти по давлению насыщенных паров нашла применение технология, согласно которой водонефтяная эмульсия, перед поступлением на завершающую ступень отстоя, подвергалась глубокой дегазации в отстойниках концевой сепарационной установки (КСУ), поднятых на высоту до 12 м, показанный на рисунке 1.



Рисунок 1 - Типовая установка подготовки нефти (УПН)

Такая технология не требовала высокого подогрева, обеспечив подготовку нефти в соответствии с ГОСТ по давлению насыщенных паров. [1]

Несмотря на определенные успехи, достигнутые в создании и внедрении различных способов предотвращения осложнений в добычном комплексе, все они все еще далеки от совершенства, и проблема поиска эффективных методов борьбы с ними по-прежнему остается исключительно актуальной, требующей комплексного решения.

Особое место в достижении успешного решения этой проблемы следует отводить прогнозированию осложнений и характеру их проявления на различных этапах разработки месторождений, чему до настоящего времени не уделяется должного внимания.

На ЦППН месторождений Узень с Карамандыбасом технология товарной подготовки высокопарафинистой нефти, запроектированная институтом «Гипровостокнефть», осуществлялся при относительно высокой температуре 60°C, обеспечивая глубокую дегазацию нефти по давлению насыщенных паров до требований ГОСТ`а. Это позволило не прибегать к низкому давлению сепарации и не закладывать в проект аппараты КСУ, поднятые на 12 м.

Однако избыточное содержание углеводородных и кислых газов (H_2S и CO_2) в добываемой продукции месторождений, поступающей на завершающий отстой в среду с пониженным давлением (в технологические резервуары ЦППН), создавало барботаж, не обеспечивая спокойного отстоя и достижения качества нефти в соответствии с требованиями ГОСТ.

На месторождениях при подготовке нефти используются, как правило, деэмульгаторы нефте- и водорастворимого типа. Решая вопросы совершенствования процесса подготовки нефти, деэмульгаторы подбирались по их способности к обезвоживанию, не зависимо от их типов. Однако с организацией на месторождениях, наряду с технологией товарной подготовки нефти на ЦППН, технологии предварительного сброса воды на УПСВ, возникла целесообразность подойти к подбору деэмульгаторов, обеспечивающих не только получение нефти в соответствии с требованиями ГОСТ`а, но и снижения содержания нефти в сточной воде.

Изучая эту проблему, выяснилось, что нефте- и водорастворимые деэмульгаторы неоднозначно воздействуют на водонефтяную эмульсию. Сопоставляя действие водо- и нефтерастворимых деэмульгаторов, Р.Э. Нейман пришел к выводу, что разрушение водонефтяной эмульсии - коллоидно-физический процесс. При использовании водорастворимых деэмульгаторов сточная вода характеризуется повышенным содержанием нефтепродуктов, так как способна образовать с водорастворимыми деэмульгаторами тонкодисперсную эмульсию, не поддающуюся расслоению. Нефтерастворимые деэмульгаторы практически не растворяются в воде, а в нефти образуют истинные или коллоидные растворы с пониженным содержанием нефтепродуктов.

Принимая во внимание отмеченные особенности водо- и нефтерастворимых реагентов – деэмульгаторов, исследователи пришли к выводу, что при обводненности нефти:

- более 55 % эффективно применение нефтерастворимых деэмульгаторов;
- до 55 % наиболее эффективно применение водорастворимых деэмульгаторов.

В условиях, когда на месторождении, наряду с традиционной технологией ЦППН, реализуется технология предварительного сброса воды на УПСВ, важно определиться, на каких типах деэмульгаторов эффективнее осуществлять предварительную и товарную подготовку нефти (на УПСВ и ЦППН). Решая этот вопрос, необходимо учитывать, что на УПСВ поступает продукция с обводненностью от 15 - 20

% до предела рентабельности (~98 %), а на ЦППН поступает продукция, прошедшая предварительный сброс попутной воды на УПСВ, т.е. с обводненностью от 20 до 5 % и ниже. Таким образом, на объектах ПСВ осуществляется основной сброс попутной воды до 80-95 %, а на ЦППН осуществляется ее сброс от 5 до 20 % общего объема. Стало очевидным, что для снижения содержания нефтепродуктов в сточной воде необходимо, прежде всего, добиться ее снижения на УПСВ.

Применяющиеся же технологии и технические средства очистки сточных вод от содержания в них нефтепродуктов, как правило, дороги и малоэффективны.

Следовательно, при увеличении температуры процесса деэмульсации для нефтей с повышенной плотностью темп снижения плотности заметно замедляется. Поэтому для нефтей с повышенной плотностью эффективность процесса деэмульсации достигается при активизации гравитационного разделения фаз, что требует высоких температур. Для нефти, например, месторождения Каламкас, отличающейся повышенной плотностью, для обеспечения подготовки нефти в соответствии с ГОСТ интенсивное гравитационное разделение фаз требует более высокой температуры деэмульсации (~80 °С), чем для нефти месторождения Узень (~70 °С).

В целях оптимизации температуры процесса деэмульсации на УПСВ и ЦППН проводились лабораторные исследования кинетики разрушения водонефтяной эмульсии с определением остаточного содержания нефтепродуктов в сточной воде и остаточного содержания воды в нефти при различных температурах деэмульсации, показанный на рисунке 2.

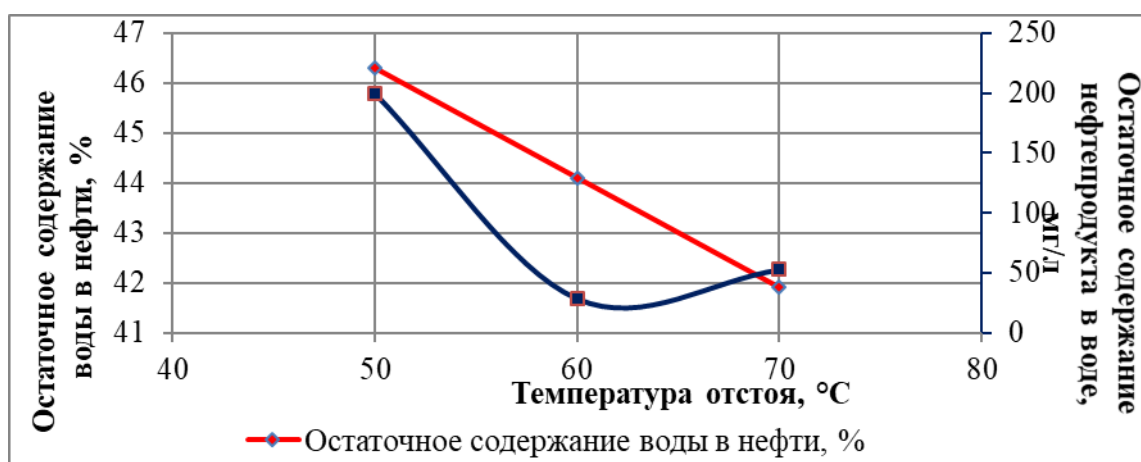


Рисунок 2 - Оптимизация температуры процесса деэмульсации нефти месторождения Узень (скв. №9140, обводненность 54,3 %) с использованием нефтерастворимого деэмульгатора СПГК Д 1/3

Как следует из представленных данных, для водонефтяной эмульсии месторождения Узень наименьшее содержание нефтепродуктов в сточной воде достигается при температуре процесса деэмульсации 60 – 63 °С, а наименьшее остаточное содержание воды в нефти достигается при температуре процесса деэмульсации 70 °С.

Поэтому сброс воды на УПСВ, обеспечивающий наименьшее содержание нефти в сточной воде, можно достичь при меньшей температуре (до 63 °С), чем на ЦППН (до 70 °С).

Таким образом, установлено, что повышение или понижение температуры процесса деэмульсации относительно ее оптимальной величины приводит к увеличению содержания нефтепродуктов в сточной воде. Деэмульсация нефти с

повышенными плотностью и вязкостью требует повышенных температур, в связи с чем при реализации этих процессов содержание нефтепродуктов в сточной воде оказывается повышенным. А разработка месторождений с повышенной плотностью и вязкостью нефти характеризуются, как правило, меньшей величиной КИН. Следовательно, вытеснение из пласта нефти водой с меньшим содержанием нефтепродуктов, обеспечивающее увеличение КИН, можно достичь, осуществляя на УПСВ и ЦППН процессы деэмульсации при различных на этих объектах оптимальных температурах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Муллаев Б.Т. «Совершенствование промысловой подготовки нефти на месторождениях с высокой обводненностью продукции (на примере месторождения Узень)». Монография в 2-х томах. I том. Актау, 2013 г.

УДК 622.24

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ НА ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Сарбопеева М.Д.

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга имени
Ш.Есенова

Аннотация. Статья посвящена проблеме принятия решений с учетом неопределенности. Ранее рассматривался вопрос принятия решений по выбору долот и режимных параметров путем решения двухкритериальной задачи. Геолого-технологические исследования создают условия для успешного решения задач анализа информации и повышения тем самым эффективности породоразрушающего инструмента в оперативном порядке. Пользуясь технологическими данными, поступающими в процессе бурения, можно оценить указанные характеристики.

Ключевые слова: принятие решений, неопределенность, аномально высокие пластовые давления, поглощения, пористость, проницаемость.

К настоящему времени накоплен значительный опыт применения фактического материала относительно отработки буровых долот различных типов при построении моделей процесса бурения. Обычно такие данные представлены в буровых журналах, результатах геолого-технологических исследований, поскольку учитывают тип инструмента, условия бурения, выраженные в физико-механических характеристиках разбуриваемых пород.

При этом известно, что полученные при стендовых исследованиях работы долота зависимости (даже при имитации забойных условий), показателей работы долота с параметрами режима бурения, как правило, не выполняются в реальных условиях бурения скважин.

Довольно часто сравнение стендовой и промысловой эмпирических зависимостей показывает их полное несоответствие друг другу. Это связано с появлением крутильных колебаний, зависанием бурильной колонны и др.

Исходя из отмеченного, нами собраны и обработаны данные по отработке долот в условиях месторождений Казахстана Актум, Кокмай, Тенгиз, Западная Прорва и Азербайджана Карабаглы.

Полученная информация была использована при построении моделей зависи-

мости механической скорости проходки от режимных параметров бурения, характеристик пород.

Основная [1,2] сложность построения таких моделей связана с неопределённостями при оценке свойств горных пород, влияния режимных параметров.

Результаты анализа данных завершённых бурением скважин показывают наличие значительного резерва повышения технико-экономических показателей строительства скважин за счет подбора рациональной гаммы долот и соблюдения режимов бурения.

В целом, с учётом накопленного к настоящему времени опыта основные этапы построения модели отработки долот можно свести к следующему:

- постановка исследований;
- формирование исходного информационного массива, оцифровка качественных признаков;
- статистический анализ влияния различных факторов на величину скорости проходки долот;
- выбор вида модели, ее построение;
- оценка адекватности построенной модели.

Добиться оптимальных показателей работы (максимальной рейсовой скорости и минимальных затрат на бурение) с использованием PDC долота с помощью варьирования управляемыми параметрами режима бурения (нагрузка на долото и частота вращения) при роторном бурении позволяют, как показано в работе, рассмотренные в ней модели.

В целях сокращения сроков создания новых и для оптимизации режимов работы функционирующих буровых установок, как отмечается в приведённой работе, необходимо проводить исследования на моделях. Применением математических методов на различных стадиях исследования можно изучить влияние различных факторов на показатели бурения и строить соответствующие модели, решать задачи принятия решений по выбору техники и технологии, подбору оптимальных условий их работы и всего комплекса в целом. Одним словом, решать задачи более широкого круга. В связи с этим в работе выполнен анализ и построены модели показателей бурения скважин с некоторыми предположениями.

Представив зависимости начальной механической скорости от режимных параметров и выполнив некоторые преобразования, связанные с предельным переходом, авторы получили следующее выражение для рейсовой скорости [1, 2]

$$(1.1) \quad u_p = \frac{\int_0^T u(P(t), n(t)) e^{-\int_0^t \varphi(P(\tau), N(\tau)) d\tau} dt}{T + T_{ecn}}$$

Подставляя в полученную формулу выражения для скорости бурения и параметра затухания, получено:

(1.2)

Здесь определяется как:

$$u_p = \frac{\int_0^T k_1 P^\alpha(t) n^\beta(t) e^{-\int_0^t k_2 P(\tau) n(\tau) d\tau} dt}{T + T_{ecn}}$$

параметр затухания

$$(1.3) \quad \varphi = k_2 P n$$

Рассмотрев простой случай постоянной нагрузки и частоты вращения долота

определили оптимальную рейсовую скорость в виде:

$$u_{\text{оптим}} = \frac{k_1}{k_2} P^{\alpha-1} n^{\beta-1} \frac{(1 - e^{-\sqrt{2t_{\text{сч}}k_2Pn}})}{\sqrt{\frac{2t_{\text{сч}}}{k_2Pn}} + t_{\text{сч}}} \quad (1.4)$$

В работе также предлагается выражение для определения рейсовой скорости.

Однако предложенные выражения в своём применении затруднительны вследствие своей сложности, в то же время они включают в явном виде лишь два режимных параметра-осевую нагрузку и частоту вращения инструмента. Параметр затухания также включает те же режимные параметры в первой степени, однако, как показывает анализ, параметр затухания также включает в себя режимные параметры со своими показателями степеней, т.е. каждый параметр имеет свою степень влияния.

В работе выполнен анализ факторов, оказывающих влияние на механическую скорость проходки. Автором установлено, что все модели имеют одинаковую структуру и отличаются только различной степенью влияния факторов, влияющих на процесс бурения.

В целом, согласно данной работе процесс углубления забоя может быть представлен тремя уравнениями:

- 1) $v_m = f(G, n)$ – зависимостью механической скорости проходки v_m от осевой нагрузки на долото G и скорости вращения ротора n ;
- 2) $t_b = f(G, n)$ – зависимостью времени работы вооружения долота t_b от режимных параметров;
- 3) $t_o = f(G, n)$ – зависимостью времени работы опоры долота t_o от режимных параметров.

Анализ критериев оптимизации процесса бурения показал, что при управлении механическим бурением при проводке скважин используются локальные критерии "максимум механической скорости", "максимум рейсовой скорости", "максимум проходки на долото" и глобальный критерий, который в литературе называется также интегральным, – "минимум стоимости 1 метра проходки".

Оптимизация проводится по критерию механической скорости проходки, с помощью целевой функции $v_m = k \cdot G^\delta \cdot n^\alpha \cdot N_d^m \rightarrow \max$. Вторым критерием является критерий "максимум рейсовой скорости", для которого рассчитываются максимально возможные для залегаемых пластов скорости и ускорения СПО. Критерий – "минимум стоимости 1 метра проходки" рассчитывается как один из показателей процесса бурения в целом. [3] На наш взгляд, в данном случае можно было в качестве одного из критериев взять рейсовую скорость, рассчитанную через механическую скорость, а в качестве второго-стоимость метра проходки.

Для расчёта режимов промывки давление P_c – в стояке определяется как сумма гидростатического давления столба жидкости $P_{гс}$ и потерь давления на всех элементах ствола скважины $\sum \Delta P_i$:

$$P_c = P_{гс} + \sum \Delta P_i = P_{гс} + \Delta P_{обв} + \Delta P_T + P_M + \Delta P_{убт} + \Delta P_d + \Delta P_{укуп} + \Delta P_{кп},$$

где $\Delta P_{обв}$ – потери в поверхностной обвязке (манифольд высокого давления, стояк, шланг, вертлюг и ведущая труба - квадрат), ΔP_T – в бурильных трубах, ΔP_z – в муфтах и замковых соединениях, $\Delta P_{убт}$ – в утяжелённых бурильных трубах (УБТ), ΔP_d – в долоте, $\Delta P_{укуп}$ – в кольцевом пространстве между УБТ и стенками скважины, $\Delta P_{кп}$ – в кольцевом пространстве между бурильными трубами и стенками скважины.

Модель также связывает между собой свойства промывочной жидкости (плотность, пластическую вязкость, динамическое напряжение сдвига), содержит

режим течения раствора – структурный и турбулентный и уравнения для расхода и скорости движения раствора в затрубном пространстве скважины.

В математическую модель контроля ограничений автором включены новые зависимости, в целом она содержит уравнения для защиты труб от скручивания, долота, талевого каната и лебёдки от поломок, ресурса отработки каната, предупреждения прихватов, проявлений, поглощений и защиты насосов, т.е. факторы, учитывающие безопасность оборудования.

Как отмечается, по полученным моделям разработаны соответствующие методики, алгоритмы и программы расчёта параметров, режимов промывки скважины, выбора оптимальных режимов бурения.

Под выбором оптимальных режимов бурения с позиций системного подхода в работе понимается отыскание такого комплекса технологических решений, который переводил бы систему из заданного начального состояния в конечное состояние при условии достижения экстремума выбранной целевой функции.

Рассматриваемая динамическая система является системой с неполной информацией, подверженной случайным воздействиям, являющихся причиной неопределённостей. В данном случае при принятии оптимальных решений необходимо применение методов, заранее учитывающих неопределённости, связанные с неполнотой, неточностями, а также многокритериальностью.

Условиями принятия решений являются те, в которых осуществляется процесс бурения (литология, физико-механические свойства горных пород, градиенты порового или пластового давлений и давления гидроразрыва, вероятность возможных осложнений), и которые необходимо учитывать при формализации и решении задачи. Так, со ссылкой на выделяются задачи принятия решений:

- в условиях определенности, когда каждой альтернативе соответствует строго определенный исход;
- в условиях риска, где исход является дискретной или непрерывной случайной величиной с известным законом распределения;
- в условиях неопределенности, когда исход является случайной величиной, закон распределения которой неизвестен.

В работе какое-либо отсутствие информации о рассматриваемом процессе, в данном случае о процессе бурения скважин.

Как показывает анализ, к настоящему времени накопилось достаточное количество исследований, свидетельствующих о многообразии методов принятия решений, начиная от простейших процедур и правил до сложнейших математических методов. В основном все эти методы предусматривают выбор цели, критериев и построение модели. Это основные этапы при решении задачи выбора наилучшего сочетания типов долот, режимных параметров и свойств горных пород [3]

В работе на основе статистического анализа построена модель, выражающая зависимость скорости проходки от режимных параметров, свойств горных пород, типа долот и параметров бурового раствора. Для каждого конкретного случая рассчитывается также стоимость метра проходки, а оптимальное решение принимается по двум критериям.

Для принятия решений на основе вариантных расчётов и соответствующего анализа выбирался тот или иной метод. Путём сравнительного статистического анализа рассматривалась возможность применения одного из следующих методов: из рассматриваемых критериев образуется один, «составной»; выделяется один (главный по мнению лица, принимающего решение) показатель бурения, назначается некоторая «уступка», которую лицо, принимающее решение согласно допустить, ценой этой «уступки» максимизируется (минимизируется) другой показатель; наилучшее решение

получается применением положений теории нечётких множеств путём оценки функций принадлежности.

Приведённая в отмеченных работах классификация неопределённостей позволяет оценить ситуацию и выбрать для принятия решений наиболее подходящий метод. Поэтому по данным о механической скорости и стоимости 1м проходки автору работы необходимо было выяснить, подчиняются ли они какому-либо стандартному закону распределения. С этой целью по полученному в результате анализа данных бурения скважин и вариантных расчётов массиву были построены распределения и оценены их законы.

Обобщая вышеизложенное, для данной цели нами сделана попытка построения зависимости рейсовой скорости с помощью анализа изменения механической скорости во времени, анализа влияния различных факторов на начальную скорость проходки и темп затухания механической скорости, а при принятии решений применены основные положения теории нечётких множеств. Для анализа и прогнозирования показателей, были собраны данные о работе долот, отработанных при бурении скважин на отмеченных месторождениях. Анализу были подвергнуты следующие показатели: проходка, механическая скорость, время бурения.

В качестве факторов, оказывающих влияние, рассматривались параметры режима бурения и свойства пород (твёрдость и абразивность). Обобщая данные всех трёх выборок, в работе отмечается, что основными причинами выхода из строя долот PDC являются:

- износ зубцов - 17 %;
- поломка зубцов - 30 %;
- скалывание зубцов-31 %;
- выпадение зубцов-3%,
- отсутствие износа- в 19 % случаев.

То есть, в рассматриваемом случае основные проблемы были технологического характера. (рисунок - 1.1).

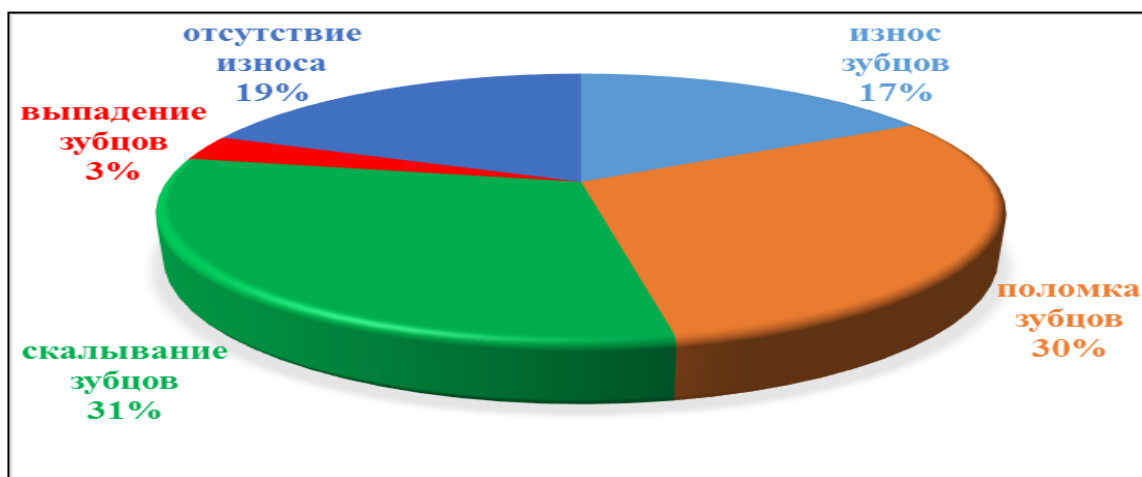


Рисунок 1.1. - Основные причины выхода из строя долот PDC

Для построения зависимостей механической скорости проходки от режимных параметров и свойств горных пород проанализированы данные по отмеченным месторождениям Казахстана и Азербайджана. По месторождениям Актум и Кокмай Казахстана обработка велась по обычным данным отработки долот. В результате статистического анализа путём соответствующих преобразований были

построены линейные модели, для чего переменные представлены в логарифмах и преобразованы в мультипликативный вид.

ЛИТЕРАТУРА

1. Efendiyev G. M., Mammadov P. Z., Piriverdiyev I. A., Sarbopeyeva M. D. Selection of the best combination of bit types and technological parameters during drilling, taking into account uncertainty // *Procedia Computer Science*. – 2017. – 120. – P. 67–74.
2. Bezdek J. C., Ehrlich and Full W. The fuzzy c-means clustering algorithm // *Computers and Geosciences*. – 1984. – № 10. – P. 191–203.
3. Efendiyev G. M., Mammadov P. Z., Piriverdiyev I. A., Mammadov V. N. Clustering of geological objects using FCM-algorithm and evaluation of the rate of lost circulation // *Procedia Computer Science*. – 2016. – 102. – P. 159–162.

УДК 622.245.54

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ

Бисембаева К.Т., Сугиров А.Б., Алпысбаева М.Б.
КГУТИ имени Ш.Есенова

Аннотация. В работе приведены результаты применения полимерного воздействия. Проведена сравнительная оценка технологий с применением различных полимерных композиций. Эффект от полимерного воздействия проявляется в увеличении дебита нефти и в снижении обводненности продукции.

Ключевые слова: горизонт, нефть, пласт, влияние, нефтеотдача, полимер, полиакриламид, вязкость, обводненность, нефтеотдача, водоотдача, растворитель.

Введение. В настоящее время разрабатывается большое количество месторождений, содержащих высоковязкие нефти. Среди технологий, применяемых для повышения эффективности разработки таких залежей, трудно определить универсальную технологию, которая давала бы устойчивые положительные результаты в течение продолжительного периода.

Проблема повышения нефтеотдачи пластов (ПНП) и интенсификация выработки остаточных запасов в поздней стадии разработки углеводородных залежей с каждым годом приобретает все большую значимость на месторождениях нефтегазодобывающего комплекса Казахстана.

Существенное влияние на дальнейшее развитие нефтегазодобывающей отрасли Казахстана оказывает закономерное негативное изменение структуры разрабатываемых запасов нефти. Обусловлено это, с одной стороны, введением в разработку все большего числа сложнопостроенных с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами и повышенной вязкостью нефти продуктивных отложений, с другой - переходом большинства месторождений в позднюю стадию разработки (фактор техногенного влияния), когда доля трудноизвлекаемых запасов неуклонно возрастает, а активных запасов нефти – снижается [1-3].

Исследования показали, что основными причинами снижения проницаемости ПЗП и увеличения обводненности добываемой продукции являются [4,5]:

- несовершенная технология бурения, цементирования и вторичного вскрытия продуктивных пластов, когда под воздействием репрессии в ПЗП задавливается

значительное количество фильтрата бурового раствора, цемента и других технологических жидкостей;

- глушение скважин некачественными технологическими жидкостями;
- закачка в пласт воды сильно загрязненной нефтепродуктами, механическими примесями;
- выпадение в ПЗП асфальтенов, парафинов, смол, солей и т.д.

Месторождение Узень является одним из крупных на полуострове Мангыстау. Оно было открыто в 1961 году. На месторождении выявлены 25 продуктивных горизонтов. Многопластовость продуктивной толщи, высокая литологическая и проницаемостная неоднородность коллекторов, высокое содержание асфальтно-смолисто-парафинистых отложений в нефти – основные факторы, осложняющие разработку месторождений.

Сложность геологического строения месторождения обусловлена большим количеством продуктивных пластов, различным фазовым состоянием залежей, наличием тектонических нарушений, невыдержанностью по площади и разрезу, литологической изменчивостью коллекторов в интервалах юрской продуктивной толщи.

Поскольку основным методом воздействия на нефтяные пласты является заводнение, повышение его эффективности остаётся основной задачей. Применение методов химического воздействия позволяет повысить добычу нефти, но существует проблема низкой продолжительности эффекта. Это связано с увеличением кратности обработок, ухудшением структуры извлекаемых запасов и с ограниченным спектром технологий, применяемых при определённых геологических условиях. Из этого следует вывод о необходимости поиска новых методов повышения нефтеотдачи пластов.

С целью повышения производительности добывающих и регулирования фильтрационных потоков пластовых флюидов нагнетательных скважин на месторождении Узень проводится потокоотклоняющая технология (ПОТ).

Технология применения потокоотклоняющих технологий направлена на повышение текущего и конечного коэффициента нефтеотдачи за счет увеличения охвата пласта заводнением. ПОТ предусматривает использование полимерных гелиевых составов, способных проникнуть вглубь пласта и создавать в пластах потокоотклоняющие экраны с заданными факторами начального и конечного сопротивлений. За счет этого, происходит перераспределение фильтрационных потоков обрабатываемого участка залежи, сдерживается прорыв воды по промытым зонам из нагнетательной в добывающие скважины и подключаются в разработку трудноизвлекаемые запасы из зон с пониженной проницаемостью [5].

Полимерный раствор предпочтительно поступает в высокопроницаемые слои, и за счет двух эффектов — повышения вязкости раствора и снижения проводимости среды — происходит существенное уменьшение динамической неоднородности потоков жидкости и как следствие — повышение охвата пластов заводнением.

Эффективность технологии ПОТ определялась по изменению технологических параметров работы нагнетательных скважин и динамике добычи нефти, охватывающей период до и после закачки реагента по реагирующим скважинам, так как процесс влияния закачки потокоотклоняющей технологии на пласт длительный и включает три этапа.

Первый этап. Первым звеном по пути закачки потокоотклоняющей технологии в пласт является ближняя зона нагнетательных скважин, и ее состояние в значительной степени влияют на степень выработки запасов. Отсюда следует вывод, что в первую очередь полимерный раствор воздействует на прискважинную зону, изначально предупреждая неравномерность охвата.

На втором этапе воздействию подвергаться удаленные зоны нагнетательных скважин для закупорки промытых каналов, а особенно в удаленной зоне, с целью максимального вовлечения в фильтрацию поверхности этих каналов.

На третьем этапе подключаются технологии массивированного физико-химического воздействия на пласт. Эффективность повышается либо за счет увеличения коэффициента вытеснения, либо за счет увеличения охвата.

По этим причинам оценить эффективность применения потокоотклоняющей технологии представляется возможным через 4-8 месяцев после проведения ее закачки.

Технология ПОТ предусматривает использование полимерных гелиевых композиций, способных проникнуть вглубь пласта и создавать в пластах потокоотклоняющие экраны с заданными факторами начального и конечного сопротивлений.

Закачиваемые реагенты имеют повышенную вязкость, поэтому закачка их в нагнетательные скважины производится при повышенных давлениях. При этом может происходить раскрытие трещин или расслоения пласта и, соответственно, увеличение приемистости скважин.

В результате внедрения технологии ПОТ полимерные композиции адсорбируются на породе, изменяя тем самым структуру порового пространства, вследствие чего снижаются фильтрационно-емкостные характеристики и увеличивается фильтрационное сопротивление высокопроницаемого промытого интервала пласта. Это приводит к перераспределению фильтрационных потоков с подключением в активную разработку слабодренлируемых низкопроницаемых пропластков.

Применение технологии позволяет частично заблокировать участки с высокой проницаемостью коллекторов и перенаправить вытесняющий агент к участкам с более низкой проницаемостью, увеличивая при этом коэффициент охвата заводнением.

Таким образом, можно сказать, что применение потокоотклоняющей технологии в нагнетательных скважинах является одним из методов повышения продуктивности и снижения обводненности в реагирующих добывающих скважинах.

На месторождении Узень для проведения ПОТ применялись различные полимерные композиции такие как Поликар, POLY-T-101, Алкофлад, FP [5].

Приведен анализ эффективности технологии ПОТ с применением различных полимеров за один год. Результаты представлены в таблице 1.

Как следует из представленных данных, проведен анализ работы 482 реагирующих добывающих скважин, из них на 345 получена технологическая эффективность – дополнительная добыча нефти на скважину в среднем составила 1,6 т/сут, обводненность в среднем снизилась на 3,1 %.

Накопленная дополнительная добыча нефти от проведения работ в целом составила 87,2 тыс. тонны.

В целом за анализируемый период на нагнетательных скважинах приемистость снизилась в среднем с 300 до 255 м³/сут.

Как следует из представленного рисунка, в целом за анализируемый период на нагнетательных скважинах приемистость снизилась в среднем с 288 до 237 м³/сут (снижение приемистости на 51,5 м³/сут).

Максимальное снижение приемистости наблюдается от применения реагента Поликар (снижение приемистости на 79 м³/сут).

Снижение приемистости после проведения закачки ПОТ характеризует успешность проведения работ.

Проведена сравнительная оценка ПОТ с применением полимеров Поликар и FP-307.

Таблица 1 - Анализ эффективности технологии ПОТ

Реагент	Горизонт	Кол-во нагнетательных скважин	Qпр, м3/сут		Кол-во реагирующих добывающих скважин		Дополнительная добыча нефти, т.		Снижение обводненности, %	Накопленная доп. добыча нефти, тыс.т.
			до	после	всего	с эффек	т/сут	%		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
FP-307	13	19	252	239	80	53	1,6	11	2,8	16,97
	14	35	237	238	117	82	1,5	11	2,8	21,27
	15	8	195	254	35	26	1,9	13	3,4	3,22
	16	5	331	343	16	1	1,2	5,6	3,1	2,4
	17	1	475	372	5	5	2,5	23	6,2	3,95
	18	2	419	322	7	5	1,7	3	1,1	-1,58
	Итого	70	318	294	260	172	1,7	11	3,2	46,2
Поликар	13	16	288	242	59	49	1,5	24	3,5	17,2
	14	26	256	237	115	86	1,4	23	3,1	15,8
	15	6	302	226	26	20	1,1	16	1,8	2,2
	16	2	311	198	8	6	1,5	21	3,6	2,0
	17	3	258	179	14	12	2,2	34	3,3	3,3
	Итого	53	283	216	222	173	1,5	24	3,1	41
Всего		123	300	255	482	345	1,6	17	3,1	87,2

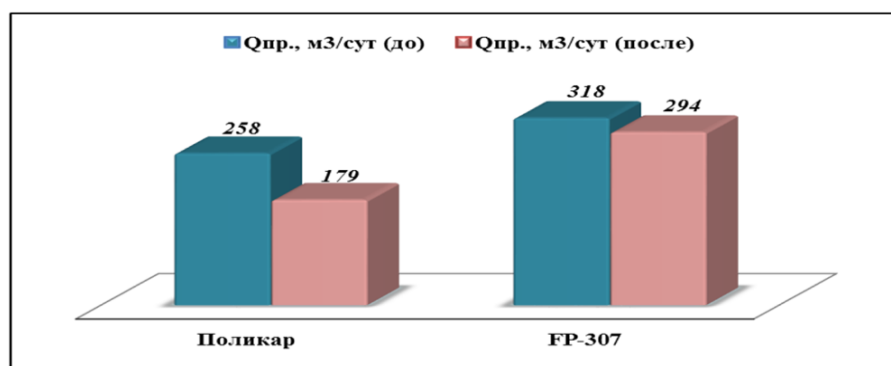


Рисунок 1- Изменение приемистости скважин с применением реагентов Поликар и FP-307 2016 г.

Проведенный анализ эффективности ПОТ с применением различных технологий показал, что имеет место дополнительная добыча нефти и снижение обводненности продукции скважин за счет перераспределения фильтрационных потоков по площади и разрезу обрабатываемого участка залежи; сдерживания прорыва вод из нагнетательных в добывающие скважины; подключения в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью.

Выводы 1. Технология с применением полимерных композиций на месторождении Узень является эффективной. 2. Проведенный анализ эффективности ПОТ с применением различных технологий показал, что имеет место дополнительная добыча нефти и снижение обводненности продукции скважин за счет

перераспределение фильтрационных потоков по площади и разрезу обрабатываемого участка залежи; сдерживания прорыва вод из нагнетательных в добывающие скважины; подключения в разработку трудноизвлекаемых запасов из зон с пониженной проницаемостью.

ЛИТЕРАТУРА

1 Ибрашев К.Н., Карабалин У.С., Ермаков М.М. О методах увеличения нефтеотдачи пластов на поздней стадии заводнения месторождений // Нефтепромысловое дело. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. - № 10. – с. 43-45.

2 Ибрашев К.Н., Ермаков М.М. Физико-химические методы воздействия на трудноизвлекаемые и остаточные запасы нефти // Нефть и газ. - Алматы, 2009. - № 2. - с. 67-73.

3 Ибрашев К.Н., Исказиев К.О., Ермаков М.М. Обзор физико-химических методов регулирования процесса заводнения неоднородных пластов // Нефть и газ. - Алматы, 2009. - № 3. - с. 54-58.

4 Палий А.О. Современные тенденции в применении методов повышения нефтеотдачи // Нефтепромысловое дело. - 2001. - № 5. - с. 17-20.

5 Муллаев Б.Т., Абитова А.Ж., Саенко О.Б., Туркменбаева Б.Ж. Месторождение Узень: Проблемы и решения. Алматы, 2016. 242с.

ӘОЖ 622.276.72(574)

АМАНГЕЛДІ КЕНОРНЫҢ ИГЕРУ КЕЗІНДЕ ГИДРАТТАРҒА ҚАРСЫ КҮРЕС ШАРАЛАРЫН ІСКЕ АСЫРУДЫ ТАЛДАУ

Есболай Г. К.

Ш. Есенов атындағы КМТИУ, Ақтау қ.

Андатпа. Жұмыстың мақсаты – Амангелді кенорнын игеру кезінде гидраттармен күресті талдау. Гидраттар көмірсутек және судың тұрақсыз қосылысы болғанымен, ұңғыма қабырғасында, газды жинау және тасымалдау жүйесінде газдың өткізгіштігін азайтады.

Түйінді сөздер: газ конденсаты, гидрат, қысым, монифольд, шлейф.

Газ және газ конденсатты кенорындарын игеру кезінде белгілі бір температурада және қысым жағдайында табиғи газ компоненттері сумен араласқан кездегі қатты кристалды қосылыстар - газ гидраттары болып табылады.

Амангелді кен орнында газ құрамына кіретін гидрат түзуші компоненттер: метан, этан, пропан, бутан және көмірқышқыл газы. Гидраттар көмірсутек және судың тұрақсыз қосылысы болғанымен, ұңғыма қабырғасында, газды жинау және тасымалдау жүйесінде газдың өткізгіштігін азайтады.

[1] жұмыста Амангелді кен орнының газдық құрамы мен шарттары үшін гидратты қалыптастырудың тепе-теңдік параметрлері есептелді.

Ұңғымалардан газды тазарту қондырғысына дейін шығарылатын өнімдер ағын бойымен тасымалданады. Сызықтардың үлкен ұзындығын ескере отырып (3,4 км-ге дейін) және ылғалдың болуы, температура ағын желілеріндегі тепе-теңдік ылғалдылығының астынан төмендеген кезде гидраттардың қалыптасуына қолайлы жағдайлар жасалады.

Талданған кезеңде гидрат түзілу проблемалары пайда болды және келесі тәсілдермен сәтті шешілді.

- Газ ағынына ингибитор – метил спиртінің CH_3OH (метанол) енгізу арқылы.
- Шлейфті үрлеу әдісі арқылы қысымды төмендетіп, жинақталған ылғалды төмендету және гидраттарды тазарту.
- Температураны көтеру әдісімен (бумен клапандарды кері айналдыру).

Аз дебитті ұңғымаларда гидрат түзілуді болдырмау және толық жою үшін газ ағынына метанол 20-450 л/тәул дозада қолданылады [2].

ГКДҚ манифольдтағы кері клапаны мен скважина сағасындағы пайда болған гидраттарды бұзу үшін бумен әсер ету әдісі қолданылады.

ГКДҚ-да диэтиленгликол төмен температуралы бөлу жүйесінде гидратты қалыптастыруға жол бермеу үшін жылу алмастырғыштың алдында жіберіледі, бұл турбоэксперттегі гидраттардың пайда болуына кедергі келтіреді.

Газ конденсатын ұңғымаларының өнімділігін төмендету себептерінің бірі ұңғыманың төменгі бөлігіне көмірсутек қоспасының немесе су ағынының фазалық жағдайын өлшеу нәтижесінде ұңғымадағы сұйықтықтың жинақталуы болып табылады. Ұңғымадағы сұйықтық бағаны резервуарға қысым жасайды, ұңғымалардың қысымын төмендетеді және ұңғыманың өнімділігін төмендетеді.

Сұйықтық баған арқылы жұмыс жасайтын аралық интервалдарын анықтау геофизикалық зерттеулердің нәтижелеріне негізделген.

Амангелді кен орнының газ конденсатын ұңғымаларының түбінен сұйықтықты жою мәселесі СКҚ ішіндегі аз диаметрлі иілгіш СКҚ орнату арқылы шешіледі. Жоғары газ ағынының жылдамдығының айтарлықтай ұлғаюына байланысты конденсат ұңғыма түбіне дейін жеткізіледі.

29-30.12.2017 ж. аралығында №124, №126 ұңғымаларында тұрақты түрде иілгіш СКҚ орнатылды.

1 кестеде орындалған жұмыстардың нәтижелері көрсетілген.

Жүргізілген жұмыстар нәтижесінде газ бен газ конденсаты дебитінің өсімі байқалмады.

1 - кесте - Ұңғымалардың жұмыс көрсеткіштері

№ ұңғы	Қондырғыны орнату уақыты	Ұңғымалардың жұмыс көрсеткіштері				Ескерту
		Жұмысқа дейін		Жұмыстан кейін		
		Газ дебиті, мың м ³ /тәу	Конденсат дебиті, т/тәу	Газ дебиті, мың м ³ /тәу	Конденсат дебиті, т/тәу	
126	29.12.2017	24,0	1,4	16,6	1,0	Әсер жоқ
124	30.12.2017	28,0	1,6	21,4	1,3	Әсер жоқ

Газ-сұйықтық қоспасы тәжірибе жұмыстарына дейін Ду89 мм мен Ду108 мм болатын жеке шлейфтер арқылы ұңғымадан ГКДҚ кіріс манифольдтарының блогына 5,75 МПа қысыммен түсіп тұрды. Сонымен қатар, ұңғымалардың сағасындағы қысым $P_{с.а.ғ.} = 5,8 - 6,0$ МПа деңгейінде құбылды.

11.10.2017 ж. бастап ЖШС «Амангельды Газ» мамандары ГКДҚ – да кіріс қысымын 5,75 МПа – ден 4,82 МПа – ге дейін төмендету жұмыстарын жүргізді. Тәжірибеде №№ 101, 103, 104, 105, 106, 107, 109, 113, 118, 120, 121, 126, 2Г, 6Г, 16Г ұңғымалары қатысты.

Жүргізілген жұмыстар нәтижесінде 2Г ұңғымасынан басқа барлық ұңғымаларда газдың дебиті 0,7-ден (107 ұңғыма) бастап 16,9 мың м^3 /тәу (121 ұңғыма) дейін өскен. Бұл орташа есеппен бір ұңғымаға шаққанда 7,9 мың м^3 /тәу болады.

Конденсат дебиті 0,1-ден (118, 120 ұңғымалары) 1,0 т/тәу (121 ұңғыма) дейін өскен. Бұл орташа есеппен бір ұңғыға шаққанда 0,5 т/тәу.

Жүргізілген шаралар нәтижесінде қосымша өндірілген газ көлемі жалпы 23026 мың м^3 , бір ұңғыма үшін – 1645 мың м^3 болды.

Жүргізілген шаралар нәтижесінде қосымша өндірілген конденсат көлемі жалпы 1231 т, бір ұңғыма үшін – 103 т болды.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Проект промышленной разработки газоконденсатного месторождения Амангельды. АО «НИПИнефтегаз», Актау, 2007 г.

2. Использование метанола в газовой промышленности в качестве ингибитора гидратообразования и прогноз его потребления в период до 2030 г. Грунвальд А.В. // Нефтегазовое дело, 2007 г.

УДК 621.9

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СТАНОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НЕФТЕГАЗОВОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

Орынбасаров Н.Ж., Табылов А.У.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
им. Ш. Есенова, г. Актау, Республика Казахстан

Аннотация. В статье проанализированы **особенности** эксплуатации станочного оборудования современных роботизированных технологических комплексов нефтегазового машиностроения. В нефтегазовом машиностроительном производстве станочное оборудование современных роботизированные технологических комплексов обеспечивает высокий уровень концентрации и процессы совмещений технологических переходов обработки на основе применения станков с ЧПУ, отвечающих этим требованиям имеют полностью автоматизированные циклы работы

Ключевые слова: нефтегазовое машиностроение, станочное оборудование, роботизированные технологические комплексы, автоматизация отдельных технологических операций, комплексная механизация и автоматизация технологических процессов, промышленный робототехнический комплекс.

В современных условиях производства автоматизация технологических процессов в нефтегазовом машиностроении является одной из основных тенденций ее развития. Основными требованиями предъявляемые к автоматизации нефтегазового машиностроительного производства являются повышения технологических и технических уровней на всех этапах производственного и технологического процесса. В современных условиях производства создание новых машин для нефтегазовых отраслей промышленности осуществляется в контексте с переходом к комплексной механизации и автоматизации технологических процессов, с использованием

автоматических систем машин, базирующихся на последних достижениях современной науки и техники, в частности средств электроники.

Современные роботизированные технологические комплексы (РТК), применяемые в нефтегазовом машиностроении обеспечивают автоматизацию отдельных технологических операций или их совокупность. Функционирование промышленных роботов (ПР) и РТК обеспечивают технологические автоматические оборудования, промышленные роботы и вспомогательные устройства, предусмотренные в составе РТК. По функциональному назначению промышленных роботов функционируют комплексы, в которых роботы выполняют ряд вспомогательных функций по обслуживанию парка основных технологических оборудования (к примеру функции промышленных роботов, по автоматизации загрузок-разгрузок технологического оборудования партией штучных заготовок). Наряду с этим функционируют комплексы с самостоятельным выполнением технологических операций посредством переносных инструментов.

Этапы построений РТК зависят также от видов автоматизируемых технологических процессов, от особенностей их организаций, особенностей применяемых классов промышленных роботов [1]. Основным оборудованием РТК выступают следующие технологические автоматы: парк автоматических станков, автоматических прессов, парк литейных машин, автоматов для переработки пластмасс и др. Современные промышленные роботы обеспечивают автоматизированные операции по загрузке-разгрузке технологических автоматов и исполняют ряд дополнительных операций по обслуживанию (процессы обдувов базовых поверхностей, смены инструментов, процессы смазок форм и т.д).

Вспомогательным оборудованием в составе РТК выступают комплексы автоматизированных накопителей для хранения запасов объектов обработок, комплекс устройств по первоначальным ориентациям объектов обработки, комплекс устройств поштучных выдач, тактовые столы и другие вспомогательные оборудования.

При функционировании РТК потребность во вспомогательном оборудовании определяется рядом ограниченных возможностей промышленных роботов и основного технологического оборудования. Таким образом, в главную идею использования РТК включено эффективное использование промышленных роботов в комплексе с определенным технологическим оборудованием, предназначенного для выполнений одной или нескольких конкретных технологических операций. Современный парк ПР способен к выполнению некоторых специфических технологических операций (процессы окраски, сварки, сборки и др.). При этом промышленными роботами выполняются функции основных технологических оборудования. При этих выполняемых работах допустимо одновременное и согласованное функционирование нескольких взаимодействующих промышленных роботов, которые при выполнении определенных технологических операций взаимодополняют друг друга.

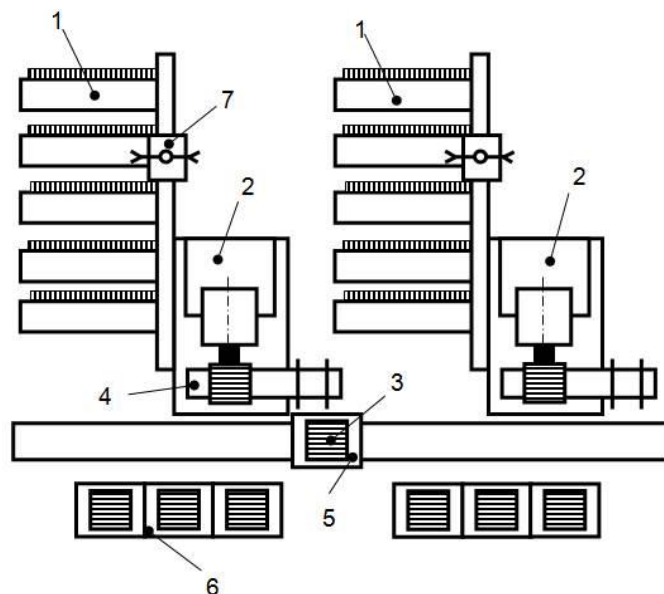


Рисунок 1 – Промышленный робототехнический комплекс по производству бурового оборудования, состоящий из двух производственных модулей и одного транспортного накопителя линейного типа

1 – инструментальный магазин; 2 – ОЦ; 3 – паллеты; 4 – двухтактный стол; 5 – передвижная транспортная платформа; 6 – стационарный накопитель; 7 – подвесной транспортный робот

В состав робототехнического комплекса по производству бурового оборудования, приведённого на рисунке 1 включены два производственных модуля, транспортный накопитель линейного типа. Взаимосвязь стационарного транспортного накопителя с производственным модулем осуществляется посредством передвижной транспортной платформы. Двухтактным столом по направляющим осуществляется перегрузка заготовок со стендов на станок. Процессы загрузок заготовок в накопители возможны осуществлениями роботов, робокаров, при минимальном штучном времени обработки одновременно предусмотрены смены заготовок на нескольких стендах. Технологические процессы подачи инструментов из транспортных накопителей выполняются автономно и в независимом режиме эксплуатации. Особенностью эксплуатации станочного оборудования современных роботизированных технологических комплексов является отсутствие конвейеров, что существенно позволяет упростить конструкцию, увеличить надежность РТК и представляет возможности свободного встраивания любых промышленных модулей в производственную систему машиностроительной отрасли.

Парк современных роботизированных технологических комплексов, применяемых в нефтегазовом машиностроении разнообразен и его особенности определены многими условиями. Промышленные роботы получили широкое использование для автоматизации процессов нанесения защитных покрытий на изделия нефтяных оборудования и машин с использованием краскораспылителей, при процессах сборки узлов и законченных изделий, при обслуживании литейных, кузнечных и гальванических технологических машин. Существенным новообразованием в эксплуатации РТК является использование транспортных роботов, предназначенных для автоматизации транспортных операций. В современной робототехнике и нефтегазовом машиностроении процессы совершенствования и модернизации роботов происходят в направлениях улучшения их технических характеристик и повышения эффективности. В функциях промышленных роботов заложены использования информационных систем очувствления, позволяющие

выполнение дополнительных операций на основе обеспечения получения изображения производственной сцены, анализа, обработки с помощью микропроцессоров и передачи результатов измерений управляющему устройству ПР.

Анализ научно-технической литературы показал, что наиболее перспективными областями внедрения оучувствленных промышленных роботов 3-го поколения в машиностроительной промышленности для решения поставленной задачи и уточнения алгоритма ее выполнения являются: механическая сборка, электродуговая и газовая сварка, кислородная резка, абразивная зачистка и шлифовка, окраска распылением, установка и сьем деталей с конвейера, разбор деталей из навала и сортировка изделий с помощью манипуляторов, оснащенных измерительной аппаратурой [2]. Манипулятор адаптивного робота чаще всего представляет собой сложный многосвязный механизм с антропоморфной кинематикой. Так, в состав одного из наиболее распространенных в настоящее время промышленных роботов «Рита» фирмы «Юнимейшн» (США) входит 6-или 5-степенной антропоморфный манипулятор, оснащенный электромеханическими сервоприводами. Каждая степень подвижности управляется двигателем постоянного тока, оснащена потенциометрами обратной связи и кодовыми датчиками. Манипулятор, который входит в состав сборочного робота RS1, фирмы «Ай-би-эм» (IBM, США), также является 6-степенным. Он оснащен гидроприводами, имеет грузоподъемность 1,3 кг, скорость перемещения захвата составляет 1 м/с.

В нефтегазовом машиностроительном производстве станочное оборудование современных РТК обеспечивает высокий уровень концентрации и процессы совмещений технологических переходов обработки на основе применения станков с ЧПУ, отвечающих этим требованиям и имеющим полностью автоматизированные циклы работы, включая операции по переключению скоростей и подач режимов резания, операции автоматизированных фиксации изделий и автоматической смены металлорежущих инструментов. Процессы автоматизации контроля в процессе обработки, предоставляют технологические возможности выполнения автоматизированных функций подач смазывающе-охлаждающих жидкостей (СОЖ) в зону резаний

Повышение надежности РТК требует обеспечения надежную систему автоматизации операций дроблений, удалений стружки. Перемещение узлов станков: пиноли, задней бабки, ограждений, связанные с функционированием промышленных роботов оснащены датчиками для фиксации их конечных положений. Станки токарной группы РТК обеспечивают быстрые остановки шпинделей после обработок, Автоматизированный поджим заготовок к базам приспособлений используется при применении патронных станков РТК. Компания SHL (Германия) производит многофункциональные машиностроительные роботизированные комплексы для снятия заусенцев, фрезеровки, зачистки щетками, шлифовальные и полировальные кабины, производственные и погрузочные линии и т.д. Полностью автоматизированные процессы являются более точными, быстрыми и гораздо более экономичными. Все оборудование разработано и собрано из проверенных компонентов, современной электроники и программного обеспечения. Кроме этого, несколько процессов могут быть связаны между собой для достижения большей степени автоматизации.

Автоматизация станков сверлильной и фрезерной групп РТК предусматривает загрузки и выгрузки деталей робокарами при определенных положениях рабочих столов, исключающих возможности кантактов захватных устройства или заготовок с режущими кромки инструментов. Для выполнения операций автоматической остановки при незакрепленных или неправильно закрепленных заготовках в технологической оснастке, в станочном оборудовании РТК предусмотрено использование блокирующих устройств. Станочное оборудование современных РТК

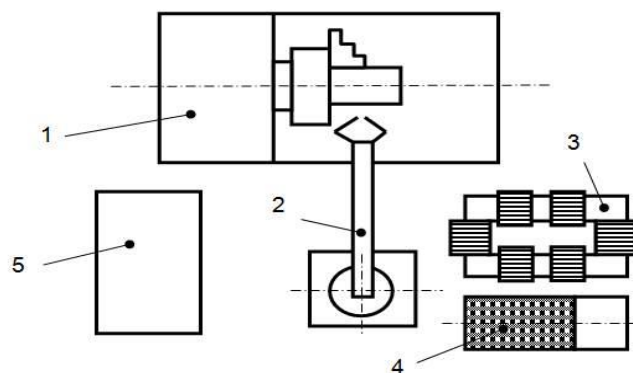


Рисунок 2 - Схема одностаночной компоновки РТК с напольным ПР:

1 – станок, 2 – напольный робот, 3 – накопитель заготовок и готовых деталей, 4 – инструментальный магазин, 5 – система управления РТК.

нефтегазового машиностроения с учетом того, что в условиях мелкосерийного и серийного производства, при многостаночной обработке крупных деталей с большим штучным временем обслуживания, рекомендуется применять подвесные роботы. Предусматривает применения напольных роботов для эффективной обработки сравнительно мелких деталей с малым временем обработки, не затрудняющих обслуживание станков. Для решения этих задач применение напольных роботов предполагает в своем составе комплекс универсальных роботов, установленных стационарно или на подвижных рельсовых тележках, перемещающейся вдоль станочного оборудования, комплекс подвесных транспортных роботов, перемещающихся на монорельсах и специализированных роботов в составе автоматических линий гальванических покрытий.

Компоновка ПР является важнейшей ее характеристикой, производится по критериям компактности, времени обслуживания из условий обеспечения заданного технологического процесса обработки изделия и характеризует следующие признаки: вид системы координат основных движений и ее ориентация; число степеней подвижности и движений; число захватных устройств. Наряду с этими характеристиками ПР являются номинальная грузоподъемность, структурные кинематические схемы, видом управления, геометрические, скоростные и точностные характеристики.

В механообработке используются ПР подвесного, напольного и встраиваемого видов.

Наибольшее распространение получили следующие компоновочные решения РТК:

- одностаночные – из одного станка, обслуживаемого ПР, расположенным над станком (подвесным ПР), рядом со станком (напольным ПР) указанным на рисунке 2 или встроенным в станок;
- многостаночные круговой компоновки с применением напольных ПР;
- многостаночные линейные и линейно-параллельные на базе порталных ПР.

Основными источниками экономической эффективности станочного оборудования РТК нефтегазового машиностроения являются:

- повышение производительности оборудования, т. е. объема выпускаемой продукции с основного технологического оборудования, обслуживаемого роботом, или повышение производительности труда на операциях, выполняемых промышленным роботом;
- повышение производительности труда в результате замены ручного труда на вспомогательных, транспортных операциях и основных технологических операциях;
- повышение ритмичности производства;

- повышение коэффициента сменности оборудования без увеличения численности рабочих;
- уменьшение потерь, связанных с субъективными особенностями человека (постоянство режима работы в течение смены);
- снижение процента брака и повышение стабильности качества продукции;
- уменьшение размеров оборотных средств в незавершенном производстве.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Виноградов, В. М. Автоматизация технологических процессов и производств. Введение в специальность. Учебное пособие / В.М. Виноградов, А.А. Черепакин. - М.: Форум, Инфра-М, 2014. - 192 с.
- [2] Скотт, П. Промышленные роботы - переворот в производстве / П. Скотт. - М: Машиностроение, 2016. - 210 с.

УДК 553.98:551.243.33

КОРРЕЛЯЦИЯ ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА

Мырзахметұлы А., Демегенов А.М., Өмірбеков Б.Б.

КГУТИ им. Ш.Есенова

Аннотация. В работе рассматриваются вопросы географического положения региона, история изученности, а также большое внимание уделяется стратиграфическим, палеонтологическим и литологическим положениям региона, подробно описываются литологический состав отложений пограничных слоев нижнемезозойских отложений Северного Устюрта.

Ключевые слова: Литология, стратиграфия, свита, терригенные, пачка, каротаж, аргиллит, алевролит, пласт, коллектор, песчаник, карбонат, покпышек.

На территории Северного Устюрта выделяется Северо-Устюртская зона прогибания, которая отвечает мезо-кайнозойской складчатости. На севере она примыкает к Прикаспийской впадине, с юга ее ограничивает центрально - Устюртское поднятие, с юго-запада Бузачинско – Мангышлакская система дислокаций. Она включает ряд структурных элементов второго порядка.

В работе было проведено литолого – стратиграфическое расчленение и корреляция доюрских отложений разведочных скважин, расположенных на территории Мынсуалмасской ступени и Колтыкской впадины Северо-Устюртского прогиба.

По данным В.В.Липатовой, Ю.А.Волож и др. (1,1985 г.) в состав осадочного чехла, покрывающего фундамент, входят три доюрских литолого – стратиграфических комплекса. Это наиболее древний, сероцветный осадочно-вулканогенный верхнедевонско-каменноугольный комплекс, далее залегает морской сероцветный терригенно-карбонатный комплекс карбон-верхнепермского возраста и завершающий разрез доюрских отложений преимущественно континентальный сероцветно-красноцветный комплекс верхней перми и триаса.

Наиболее доступным для бурения и перспективным в отношении нефтегазоносности является сероцветно-красноцветный комплекс верхней перми и триаса. Авторами работы (1.) в составе отложений верхней перми и триаса выделяется

три литолого-стратиграфических комплекса (снизу в верх) красноцветный, пестроцветный и сероцветный.

На Северном Устюрте нижняя часть красноцветного комплекса (условно верхняя пермь) названа Чумыштинской свитой, возрастным аналогом которой является Каражанбасская свита полуострова Бузачи.

Породы, слагающие Чумыштинскую свиту, нами изучались лишь в скв. 4 пл.Мынсуалмас. Вскрытая часть свиты в скважине сложена в основном аргиллитами красно-коричневыми с неровным изломом с прослоями светлых песчаников пестроцветных мелко-, среднезернистых и темно-коричневых конгломератов с галкой песчаника. На кривых ГИС она представляет собой высокоомную, монотонную толщу со значительными размывами стенок скважины.

ТРИАСОВАЯ СИСТЕМА

Триасовые отложения Северного Устюрта впервые рассматривались в объеме трех отделов Д.А.Кухтиновым, Ф.Ю.Киселевским и др. (1978). В нижнем триасе они выделяют бузачинскую свиту (полуостров Бузачи), в среднем арыстановскую (красноцветных песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин) и жайылганскую (пестроцветных аргиллиты с прослоями алевролитов и песчаников). Выше ими выделена песчано-глинистая толща, отнесенная по возрасту к среднему-верхнему триасу и нижней юре (Чукакульская серия).

На территории Северо-Устюртской системы прогибов В.В.Липатова и др. (1985) на пл. Чумышты -1 в нижнем триасе выделяет аналогов северо-бузачинской свиты полуострова Бузачи (в работе В.Н.Криваноса и др. за 1985г. Саамская свита). На площадях Арыстановска, Жайылган и др. в отложениях нижнего отдела триаса прослежены разновозрастные отложения бузачинской свиты п-ва Бузачи (в работе В.Н.Криваноса и др. 1986, самская свита) представленных здесь переслаивающимися аргиллитами реже песчаниками.

Отложения среднего триаса, по данным авторов работы (1985), представлены арыстановской свитой (Арыстановская 7 - стратотип), а в Северо-восточных районах Северного Устюрта, на склоне Мынсуалмасского выступа чагырлинской свитой.

Арыстановская свита подразделяется на две подсвиты. Нижнюю-пестроцветную аргиллито-песчаную и верхнюю – буроцветную алевролито-аргиллитовую. Жайылганская свита, выделенная Д.А.Кухтиновым в этой скважине по данным авторов работы является возрастным аналогом верхней подсвиты арыстановской свиты. Чагырлинская свита Северо-восточных районов Северного Устюрта (пл.Чагырлы, Ащитайпак, Чумышты) разбита на три подсвиты: нижнюю, среднюю и верхнюю. Свита сложена ритмично переслаивающимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами и смешанными глинисто-алевропесчаными породами.

Сероцветный литолого-стратиграфический комплекс, сложенный исключительно сероцветными терригенными породами, авторы предлагают выделить в ащитайпакскую свиту. Отложения этой свиты максимальное распространение получили на востоке территории.

В настоящей работе предпринята попытка привязать доюрские отложения вскрытые скважинами Сев.Мынсуалмас-4 и Монашты-2 к разрезам уже изученных площадей. Для чего была проведена корреляция доюрских отложений по двум направлениям Култук-4 – Арыстановская-7, Арыстановская-7 – Чумышты-1и проведено сравнение наиболее распространенных схем стратиграфии этих отложений по территории Северного Устюрта.

Линии выбранных профилей расположилась полукругом с центром на площади Арыстановская скв.7, и пересекли ряд элементов второго порядка западной части Северо-Устюртской системы прогибов – Колтыкскую впадину, Арыстановскую и

Мынсуальмасскую ступени. Доюрский разрез скв. -7 пл.Арыстановской в соответствии вышеприведенными схемами стратиграфии был разделена свиту с низу вверх Бузачинскую – нижний триас, арыстановскую и жайылганскую среднего триаса. Далее по литологической и промыслово-геофизической характеристике разреза (СК, КВ, ГК, НГК – 1: 500 масштаба) каждая из свит была разделена на пачки. Бузачинская свита – нижнюю преимущественно гравелитовую (скв.4, Сев.Мынсуалмас, скв.1Ащитайпак, Скв. 1 Чумышты) и верхнюю аргиллит-гравелитовую. В объеме арыстановской свиты – четыре пачки – нижнюю песчано-аргиллитовую, среднюю песчаную, среднюю аргиллитовую и верхнюю песчаную по преобладающей породе. Жайылганскую свиту среднего триаса на три пачки – нижнюю аргиллитовую, среднюю песчаную и верхнюю песчано-аргиллитовую.

В дальнейшем, в основном, по промыслово-геофизической характеристике вскрытых разрезов эти пачки были прокоррелированы на разрезы скважин, расположенных влево и право по профилям. В какой-то мере это удалось для отложений нижнего триаса и верхов среднего (жайылганской свиты). В среднем триасе это удалось только, на близлежащих по профилям скважины 7 пл.Арыстановская, в скв.1 Тасурпа, скв. Монаши и скв. Ащитайпак.

Верхнетриасовый сероцветный комплекс имеющий четкую отличительную промыслово-геофизическую характеристику от выше- и нижележащих отложений (ащитайпакская свита) прослежены в скважинах 4 Култук, скв. 4 Николаевская и скв. 4 Сев.Мынсуалмас. Ащитайпакская свита скв. 4 пл. Мынсуалмас залегает на нижней аргиллитовой пачке Жайылганской свиты.

Ограниченность фактического материала на данный момент не позволяет с достаточной уверенностью и в полной мере характеризовать литолого-фациальную обстановку накопления доюрских отложений, данных площадей. Но некоторые литологические и петрофизические особенности пород необходимо отметить.

Отложения арыстановской свиты верхней пачки на площади Комсомольская скв.1 представлены сероцветными алевролитовыми известняками, а средней (песчано-аргиллитовой) пачке переслаиванием бурых алевролитовых известняков и известковистых аргиллитов, в то время, как, на других площадях профиля присутствие прослоев карбонатных пластов не отмечалось.

Содержание углефицированных органических остатков варьирует от 1 до 5 % породы и лишь в отдельных пропластках содержание их достигает 10 %.

На площадях Култук скв.4, Николаевская скв.4, Комсомольская скв.1 отложения жайылганской свиты представлены в основном монолитной аргиллитовой толщей с редкими прослоями алевролитов и песчаников.

Границы выделенных свит четко отбиваются на кривые методы ГИС и являются реперами при корреляции разрезов доюрских отложений.

Наиболее уверенно отбивается кровля Жайылганской свиты среднего триаса. Независимо от того, перекрываются ли они отложениями Ащитайпакской свиты верхнего триаса или юрского комплекса, характеризуются резко увеличенным диаметром скважины по сравнению с вышележащими.

Репером является верхняя песчаная пачка Арыстановской свиты по кровле которой проводится граница между Жайылганской и арыстановской свитами. Отмечается отрицательными аномалиями ПС, минимальными значениями ГК и максимальными НГК. Диаметр скважины, в основном, близок к номинальному. Граница проводится по резкому возрастанию диаметра скважины до 30-35 м. в вышележащих отложениях Жайылганской свиты.

Наиболее высокими кажущимися сопротивлениями и вторичного γ -излучения отбиваются породы нижнего триаса и бузачинской свиты, особенно ее нижняя гравелитовая пачка. Диаметр скважины по всей толще номинальный.

Значительными размывами стенок скважины по всей толще отбивается на диаграммах ГИС породы палеозоя. Граница между бузачинской и Чумыштинской свитами также является одним из реперов, четко отбиваемой на кривых кавернометрии и НГК.

ЛИТЕРАТУРА

1. Липатова В.В., Волож Ю.А., Воцалевский Э.С., Криванос В.Н. Доюрский комплекс Северного Устюрта и п-ва Бузачи. М. Недра, 1985.
 2. Аманниязов К.Н., Ахметов А.С., Кожамет К.А. Нефтяные и газовые месторождения Казахстана. Алматы – 2003г.
 3. Акрамходжаев А.М. и др. Нефтегазоносность Северо-Устюртской впадины. «ФАН» Узбекской ССР, Ташкент – 1974.
- УДК 553.98.061.41.551.73.761. (571.12)

ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЮРСКИХ НЕФТЕПРЕСПЕКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АРАЛОКАСПИЙСКОГО РЕГИОНА

Жиенбаева Г.И.

Каспийский государственный университет технологии инжиниринга
им.Ш.Есенова

Аннотация. В данной научной статье представлены геологическое строение, литология и коллекторские свойства АралоКаспийского региона. Представлены характеристика отложений палеозоя и триаса обнаженные на поверхности, а также по данным результатов буровых работ.

Ключевые слова: Метаморфические, литология, перм, свиты, терригенные, пористости, каротаж, углеводородов, карбонатность, глиной корки, опорный разрез, триас, кавернограмма, коллектор, докембрий.

Доюрские отложения на рассматриваемой территории имеют повсеместное развитие и сложены породами различного генезиса, состава и возраста. Сильнодислоцированные метаморфические и метаморфизованные вулканогенно-осадочные породы, и интрузивные тела, вскрываемые бурением под осадочным чехлом и относимые к складчатому фундаменту, имеют широкий временной диапазон от докембрийского до пермского, Слабодислоцированные нематаморфизованные породы палеозойско-триасового возраста образуют промежуточный структурный этаж АралоКаспийского региона Туранской плиты (рис.1).

Перспективными в отношении нефтегазоносности являются отложения промежуточного структурно-тектонического этажа, особенно его пермтриасовый осадочный комплекс, а на Мангышлаке и местами на Северном Устюрте еще и морская, сероцветная верхнетриасовая осадочная формация.

Наиболее доступной частью доюрского разреза для современного состояния техники бурения являются отложения перми и триаса. Породы фундамента вскрываются единичными скважинами, положенными на сводах или присводовых частях палеоподнятий и выступов фундамента, что наложило отпечаток на объем и

полноту литолого-петрографической характеристики пород доюрского комплекса.

Порода фундамента. На территории Мангышлака и Устюрта фундамент обнажается лишь в центральной части Туаркыра (Северо-Западная Туркмения), на Кернае (возвышенность Кубатау) и хребте Султануиздаг (Приаралье) и вскрыт единичными глубокими скважинами на Южном Мангышлаке, Севере Туркмении, Приаралье и восточной части Северного Устюрта. Наиболее детальные исследования пород фундамента отражены в работах В.С.Князева, Г.М.Титовой, Р.Г.Гарецкого, Б.С.Прилуцкого и др [7]. (рис.1).

Наиболее древние породы фундамента - нижнепротерозойские (?) гнейсы, вскрытые в скважине Г-1, пл.Тамды 3147-3153 (Сев.Прикарабогазье). Перекрываются они верхнепротерозойскими (?) кристаллическими сланцами. Амфиболиты, вскрытые в скв. Г-16, пл.Базайская 2785-2960 м. (забой) (Северо-Западное Приаралье), но степень метаморфизма отнесена В.С.Князевым и П.Ф.Флоренским к верхнедокембрийским (верхнепротерозойским) образованиям.

Метаморфические и кристаллические сланцы, вскрытые в скв.1,2, 4, 5, 7, пл. Южный Аламурын и скв.1, 2, пл. Тамды, Сев.Прикарабогазья, широко развита в составе фундамента АралоКаспийского региона. Они вскрываются скважинами в восточной части Сев.Устюрта (пл.Коскала, скв. Г-1 3138-3270 м (забой) в Северо-Западном Приаралье), Кызылойская скв. Г-1 2585-2803 м. (забой), на Южном Мангышлаке, пл.Оймаша скв. Г-9, 3580-3788 м. В скважинах площадей Северного Прикарабогазья (Юж.Аламурын, Тамды) под ними в забое обнаружены граниты (рис.1). В составе сланцев этих площадей наибольшим развитием пользуются серицит-хлоритовые, кварц-хлорит-серицитовые, графит-хлорит-серицитовые, кварц – хлорит – биотит – муоковит – термолит - актинолитовые, мусковит-биотит-термолит-актинолит-серицит-кварцевые и др. Плотность этих пород колеблется от 2,47 в зоне выветривания до 2,81-2,97 г/см³ в более глубоких горизонтах. Причем, она всегда намного выше в термолит-актинолитовых разностях сланцев.

Состав графитоносен и по широкому развитию темно-серых и черных окрасок эти сланцы наиболее сходны с распространенными в пределах Каракалпакии метаморфизованными отложениями нижнесилурского возраста и условно относятся нами к их аналогам. Однако, в разрезах Прикарабогазья сланцы характеризуются более высокой степенью метаморфизма первичных терригенных угленосных и вулканогенных отложений, на что указывает наличие в их составе слюдистых и амфиболовых разностей. Это дает основание многим исследователям считать такие метаморфические породы являются позднедокембрийскими образованиями. Однако наличие кварц-амфиболовых сланцев в изученных разрезах может объясняться и тем, что в составе первоначальных осадочных пород широкое развитие имели пласты туфогенных пород, обогащенные пирокластическим материалом основного состава, которые уже при региональном метаморфизме фаций зеленых сланцев превращаясь в кварц-слюдяно-амфиболовые сланцы. Это подтверждается преобладанием в изученных разрезах филлитов и филлитовых слюдистых сланцев, типичных представителей мусковитовой субформации зеленых сланцев. Кроме регионального метаморфизма, породы на контакте с гранитами подвергались воздействию контактового метаморфизма в соответствии с рисунком 1.

Породы метаморфической толщи также были диафторированы. Диафтороз выразился в значительном развитии в сланцах процессов серицитизации и карбонатизации, в частичной хлоритизации биотита и амфиболов, а также в некотором изменении строения пород, проявившемся в образовании трещиноватости с последующим выполнением трещин метаморфическими минералами мусковит-хлоритовой субфация зеленых сланцев кварцем, хлоритом, кальцитом, пиритом.

Такой характер преобразований присущ верхнепалеозойскому этапу диафтороза, наиболее интенсивно проявившегося в зонах герцинских тектонических нарушений. Метаморфические сланцы были отнесены предположительно к нижнесилурийским образованиям. Однако состав и степень метаморфизма этих пород, сходство их с аналогичными образованиями докембрия Узбекистана и Таджикистана, а также то, что эти образования в скв. Г-1, пл. Тамды несогласно перекрывают нижнепротерозойские (?) гнейсы, позволили В.С.Князеву и П.В.Флоренскому говорить об их докембрийском возрасте [6].

Примечателен разрез палеозоя, вскрытый в скважинах Айбугирского поднятия скв.146 (99 м), 93 (3 м), 95 (18 м) и скв.206 (30 м). Разрез скв.146 сложен тремя пачками мощностью 20, 39 и 40 м, на основании конгломерат, сменяющийся далее песчаниками, которые переходят в сильно уплотненные (плотность 2,77-2,84 г/см³) и метаморфизованные сланцы. По данным О.А.Кузьминой, Г.Ф.Пантелеева и др., сланцы хлорито-серицитовые, карбонатизированные, прослои актинолитовые темно-серые и серые,

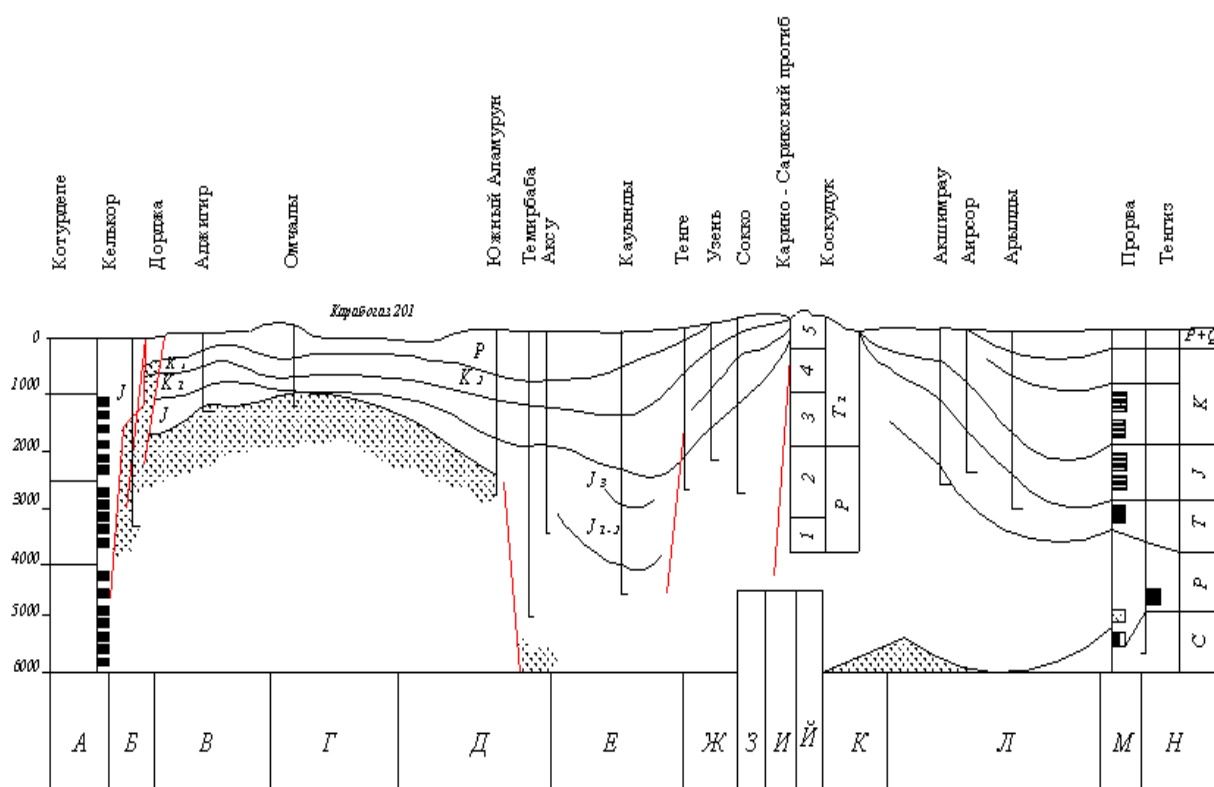


Рисунок 1 - Схематический профиль по линии Котурдепе-Омчалы-Кауынды-Узень-Каратау-Акшимурау-Прорва-Тенгиз

С В И Т Ы: 1 - Беркутская; 2 - Отпанская; 3 - Долнапинская; 4 - Тюрурпинская; 5 - Каракудукская.

А - Прибалханская впадина; Б - Кубадаг - Большой Балхан; В - Красноводское плато; Г - Карабогазский свод; Д - Северно - Карабогазская ступень; Е - Южно - Мангышлакская впадина; Ж - Жетыбай - Узеньская ступень; З - Беке - Башкудукский вал; И - Карыно - Сарыкский прогиб; Й - Каратау; К - Северно - Мангышлакская моноклираль; Л - Северо - Устюртская впадина; М - Карбонатный уступ; Н - Прикаспийская впадина.

фиолетовые, полосчатые за счет присутствия актинолита светло-серого цвета, плотные,

крепкие [5]. Песчаники серые и темно-серые сильнорассланцованные, разномзернистые, грубозернистые, переходящие состоят из гранитов, различных эффузивов, известняков, реже кварцитов, кремнистых пород, яшм, филлитизированных аргиллитов, серицитовых и хлоритовых сланцев. В скв. 93, 94, 95 вскрыты аналогичные сланцы небольшой мощности - от 3,0 до 18,0 м.

В скв. 206 (786-816 м), расположенной на погруженной периклинальной части Айбугирского поднятия, вскрыты мраморовидные доломиты и известняки крепкие (плотность 2,7-2,8 г/см³) с прослоями, содержащими темно-зеленые аргиллитоподобные включения. В верхней части разреза встречаются прослои с конгломерат-песчанистыми, брекчированными, глинистыми и серицито-глинистыми сланцевыми включениями, обломками. В свою очередь, в разрезе скв. 146, выше толщи сланцев и конгломератов, залегают доломиты мощностью до 1,0 м, светло-серые, плотные мелкокавернозные с включениями обломков серицитовых сланцев. Отсюда О.А.Кузьмина, Г.Ф.Пантелеев делают вывод о более молодом возрасте известняково-доломитовой толщи (скв.206) по сравнению с отложениями, вскрытыми в скв.146, где доломиты с разрывом залегают на сланцах [5,3].

Аналогичные мраморизованным известнякам и доломитам (скв.206) Айбугирского поднятия отложения вскрыты в инт. 975-1070 м. в скв.1 Какпахтинского поднятия, отличающиеся только меньшей степенью метаморфизма. Единого мнения о возрасте этих двух толщ нет. В работе О.А.Кузьминой, Г.Ф.Пантелеева и др. говорится о среднепалеозойском, скорее всего силурийском и девонском возрасте отложений и возможно, более древнем возрасте терригенных отложений, вскрытых в скв. 93, 94, 95, 146 нижнепалеозойском или даже докембрийском [5]. В работе В.В.Липатовой, Ю.А.Волож и др. сопоставляются конгломерат-песчано-сланцевые образования скв. 146 пл. Айбугир с аналогичными породами Кызылкумов, Тянь-Шаня, Алтая и Центрального Казахстана, которые относятся к верхнему протерозою или венду, а мраморизованные известняки и доломиты, по аналогии с породами Кызылкумских гор и Султануиздага - к нижнему палеозою (верхнему кембрию?) [1,2].

Нижнепалеозойские (?) эффузивно-сланцевые образования, вскрытые в Северо-Западном Приаралье (Аккуловская скв. Г-2, 2794-3004 м, Сербуланская скв. Г-1 1224-1380 м) и представленные углисто-серицитовыми сланцами или филлитами с прослоями даек базальтов и базальтовых порфиринов, сравниваются с тереклинской свитой ордовика Южного Урала. З.Е.Булекбаев, Р.Г.Гарецкий и др. (1970) датируют их поздним силуром.

Породы, вскрытые в скв. Г-11, 2581-2884 м, скв. Г-16, 2667-2785 м, пл. Базайская (Северо-Западное Приаралье) и представленные переслаивающимися метаморфизованными конгломератами, гравелитами и песчаниками, отнесены З.Е.Булекбаевым и Р.Г.Гарецким к среднему палеозою по аналогии со среднепалеозойскими отложениями Мугоджар и Султануиздага [3,4].

Магматические образования на территории АралоКаспийского региона широко распространены в Султануиздаге к возвышенности Кубатау. Все интрузии делятся на 2 группы: пластовые интрузии кислого состава (условно средний палеозой), образовавшиеся до проявления главных (из герцинской складчатости и внедрившиеся в период складчатости - в позднепалеозойское время. Интрузии обнаружены скважинам на Тахтакаирском валу, где представлены в сложном сочетании с эффузивными породами в виде розоватых и розовато-серых гранитов, серо-зеленых гранодиоритов, перемежающихся с вулканическими туфами, андезитовыми порфиритами и кварцевыми альбитофитами (плотность до 2,74 г/см³).

Граниты и гранодиориты на площадях северного склона Карабогазского свода, Южного Мангышлака и Северной Туркмении имеют более широкое распространение,

чем прорываемые ими метаморфические сланцы, образующие батолиты крупных размеров. Граниты установлены в разрезах скважин Юж. Аламурын, скв. Г-1, Тамды, скв. Г-2 (под сланцами), Оймаша, скв. Г-9, Северо-Ракушечная, Джемал, а также вскрыты непосредственно под более молодыми отложениями на площадях Тамды, скв. Г-1, Г-6 и Букбаш, скв. П-1 и Г-3.

Представлены граниты мелко-среднекристаллическими биотит-мусковитовыми и биотитовыми разностями. Роговообманково-биотитовые гранодиориты вскрыты только на площади Букбаш (скв. Г-2). Эта интрузивные породы сильно изменены, обычно микроклинизованы, оквардованы, хлоритизированы. Под воздействием тектонических факторов и вызванного ими динамометаморфизма граниты в значительной степени катаклазированы с образованием трещинок, заполненных хлоритом, серицитом, кальцитом и кварцем. В гранитах также отмечаются зоны лимонитизации по крупным трещинам (Букбаш, скв. П-1, 3097-3108 и Г-3, 2955-2960 м.), образование которых также связано с подвижками отдельных блоков и проявлениями динамометаморфизма. Материал, выполняющий зоны лимонитизации, представляет собой сильно перетертые и измененные (серицитизированные и хлоритизированные) продукты, образовавшиеся за счет вмещающих их гранитов. Эти образования сходны с соответствующими породами (граниты и гранитоиды), установленными в разрезах некоторых скважин, пробуренных на Карабогазском палеосводе, возраст которых условно определен как верхнедевонско-нижнекаменноугольный.

ЛИТЕРАТУРА

1. Калугин А.К., Грибков В.В. Корреляция разрезов палеозойско-триасовых отложений и их литолого-фациальная изменчивость как основа поисков нефти и газа на западе Туранской плиты. – Тезисы докладов IV Межведоственной конференции, Ашхабад, 1983.
2. Липатова В.В., Волож Ю.А., Воцалевский Э.С. и др. Доюрский комплекс Северного Устюрта и полуострова Бузачи. Тр.ВНИГНИ. М.: Недра, 1985. Вып.254.
3. Крылов Н.А., Летавин А.И., Оруджева Д.С. Перспективы нефтегазоносности доюрский отложений молодых платформ. М., Наука, 1981.
4. Попков В.И., Клычников А.В. Сопоставление разрезов доюрских отложений Туаркыра и Карауданской зоны Юж. Мангышлака. – Известия АН Каз.ССР, сер.геол., 1985, №3.
5. Кузьмина О.А., Пантелеев Г.Ф. и др. Геология и перспективы газонефтеносности Северной Туркмении и прилегающих районов Узбекистана, М.; Недра, 1970.
6. Титов Б.И. и др. Геологическое строение, нефтегазоносности доюрских отложений Южного Мангышлака и методика поисково-разведочных работ: Автореф.канд. диссер. Л., 1974.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА

Карайдарова А., Койшиева А.А., Куренбаев Н., Сейдалиев А.А., Гусманова А.Г.
Каспийский государственный университет технологии инжиниринга им.Ш.Есенова

Аннотация. В данной статье проведен анализ текущего состояния месторождения Дунга, также проведен анализ существующих методов гидроразрыва (ГРП) пласта. На основе выявлено преимущество стандартного ГРП.

Ключевые слова: месторождение, гидроразрыв, скважина, дебит, обводненность, продуктивность, приёмистость.

Месторождение Дунга расположено в степной равнинной части Южного Мангышлака в непосредственной близости от акватории Каспийского моря и административно входит в состав Тупкараганского района Мангистауской области Республики Казахстан.

Проектным документом, на основании которого в настоящее время ведется промышленная разработка месторождения, является «Технологическая схема разработки месторождения Дунга» [1] составленная по состоянию на 01.01.07 и утвержденная ЦКР РК 13.07.07 г.

Единственным объектом разработки выделен аптский горизонт (пласты А+Б). К реализации сроком на 5 лет был принят 6 вариант разработки предусматривающий:

- разработку месторождения с поддержанием пластового давления, путем закачки воды;
- проведение ГРП во всех добывающих скважинах (в горизонтальных - 10 ГРП через каждые 200 м);

На месторождении Дунга по состоянию на 01.01.2010 г. общий фонд скважин составлял 28 скважин. Фонд добывающих скважин составляет 23 единицы, из них 20 скважин числятся в действующем фонде. Среди действующих добывающих скважин 10 вертикальных, в т. ч. одна наклонная и 11 горизонтальных, в т. ч. 3 с длиной горизонтального ствола 400 м (28Д-Г, 30Д-Г и 32Д-Г), остальные - с длиной горизонтального ствола около 2 км.

В целом по месторождению среднегодовой дебит нефти ежегодно увеличивался, составляя 35,3, 38,8 и 41,6 т/сут, соответственно в 2007-2009 гг. Так же как и среднегодовой дебит нефти горизонтальных скважин - постепенно увеличивался, составляя 36,8, 41,8 и 50,5 т/сут соответственно в 2007-2009 гг. Средний дебит нефти вертикальных скважин в 2008 г. увеличился с 30,6 до 34,9 т/сут, а в 2009 г. - уменьшился до 29 т/сут.

Среднегодовая обводненность в целом уменьшилась с 35% до 32%. По горизонтальным скважинам в 2007-2009 гг. соответственно составляла 37, 31 и 29%; вертикальных: 26, 30 и 38%. Таким образом, в 2007-08 гг. обводненность вертикальных скважин была меньше горизонтальных, а в 2009 г. - больше.

Для более полного освоения и вовлечения в работу нефтегазонасыщенных пластов, повышения продуктивности и приёмистости скважин на месторождении Дунга за период с 01.01.07-01.01.10 гг. на 15 скважинах при вводе в эксплуатацию после бурения провели гидроразрыв пласта (ГРП). Из них ГРП с традиционной технологией на 8-ми вертикальных скважинах: ДГА-42В, -43В, -44В, -45В, -46В, -47В, -48В, -49В, и ГРП по технологии «SurgiFrac» на 9-ти горизонтальных скважинах: ДГА-36НА, -38Г, -39Г, -41Г, -50Г, -51Г, -52Г, -53Г, -54Г.

В таблице 1 представлены результаты ГРП с традиционной технологией и ГРП с технологией «SurgiFrac» за период с 01.01.2007 г. по 01.01.2010 г.

Технология гидроразрыва пласта «SurgiFrac» представляет собой комбинацию гидропескоструйной перфорации и гидроразрыва пласта, позволяющую размещение нескольких трещин ГРП в горизонтальных скважинах с чрезвычайной точностью и без использования устройств или элементов, изолирующих трещины друг от друга. Технология может быть применена как в обсаженном, так и в открытом стволе, используя колонну бурильных труб, НКТ или ГНКТ.

При использовании технологии «SurgiFrac», требуется контролирование и постоянный анализ двух потоков жидкости и, соответственно, наличие двух отдельных (обособленных) насосных систем для закачивания жидкости:

- основная система, позволяющая закачивать жидкость через колонну бурильных труб, НКТ или ГНКТ;
- затрубная система, позволяющая закачивать жидкость и производить циркуляцию через затрубное пространство.

Гидроразрыв пласта по данной технологии происходит с применением специальной компоновки, частью которой является специальный инструмент «SurgiFrac». Инструмент содержит несколько насадок, сделанных из специальных сплавов, которые чрезвычайно устойчивы к эрозии, что позволяет проводить гидропескоструйную перфорацию и закачивать расклинивающие агенты ГРП при чрезвычайно высоких давлениях и концентрациях агента.

В качестве расклинивающего агента при ГРП использовался пропант фракции 20/40 обычный, с полимерным покрытием и RCP. Максимальное давление обработки составляло от 14.44 МПа до 61.11 МПа соответственно. Средняя скорость закачки рабочих жидкостей составила от 15 до 20.6 барр/мин. Общий объем жидкости на одну скважинно-операцию рассчитывался в зависимости от мощности обрабатываемого интервала.

Скважины после проведения ГРП работают стабильно. Однако на вертикальных скважинах где ГРП проведены по стандартной технологии эффект держится более продолжительное время, чем на горизонтальных скважинах, на которых ГРП проведен по технологии «SurgiFrac». Проведенный компанией Маерск Ойл Казахстан сравнительный анализ показывает, что средний дебит жидкости в пересчете на 1 операцию ГРП в течение первых ста дней после введения скважин в эксплуатацию, где были проведены ГРП по стандартной технологии, в среднем в 2 раза превышает дебит скважин, в которых использовалась технология «SurgiFrac», что также указывает на преимущество стандартного ГРП.

Выводы и рекомендации:

Состав нефти и изменение термобарических условий при её добыче предопределяют вероятность выпадения АСПО в подземном оборудовании. За период с 01.01.2007 г. по 01.01.2010 г. на месторождении с целью очистки подземного оборудования от отложений проведено 243 профилактические обработки. В 2007 году депарафинизация была проведена на 9 скважинах, в 2008 году - на 12 скважинах, в 2009 году - на 18 скважинах, что составляет около 90% от действующего фонда.

С целью повышения эффективности проводимых мероприятий необходимо проведение работ по определению температуры насыщения нефти парафином, по отбору проб твердых отложений и определению их компонентного состава, подбору растворяющей композиции на основе углеводородных растворителей и разработке технологии их применения.

С целью интенсификации добычи нефти на 17 скважинах проведены ГРП. Из них на 8ми вертикальных скважинах ГРП с традиционной технологией и на 9-ти

горизонтальных скважинах ГРП с технологией «SurgiFrac». Проведенный сравнительный анализ компанией Маерск Ойл Казахстан показывает, что в результате проведения стандартного ГРП дебит скважин в пересчете на 1 операцию в 2 раза превышает эффективность при использовании технологии «SurgiFrac», что указывает на преимущество стандартного ГРП.

Приток в скважины из каждой размещенной трещины ГРП был проанализирован на основе данных о добычи по скважинам. В среднем трещина в вертикальной скважине производит 32 м³ жидкости в сутки, тогда как трещина в горизонтальной скважине производит только 16 м³/сут. На рисунке 1 показан средний приток на трещину для всех скважин.

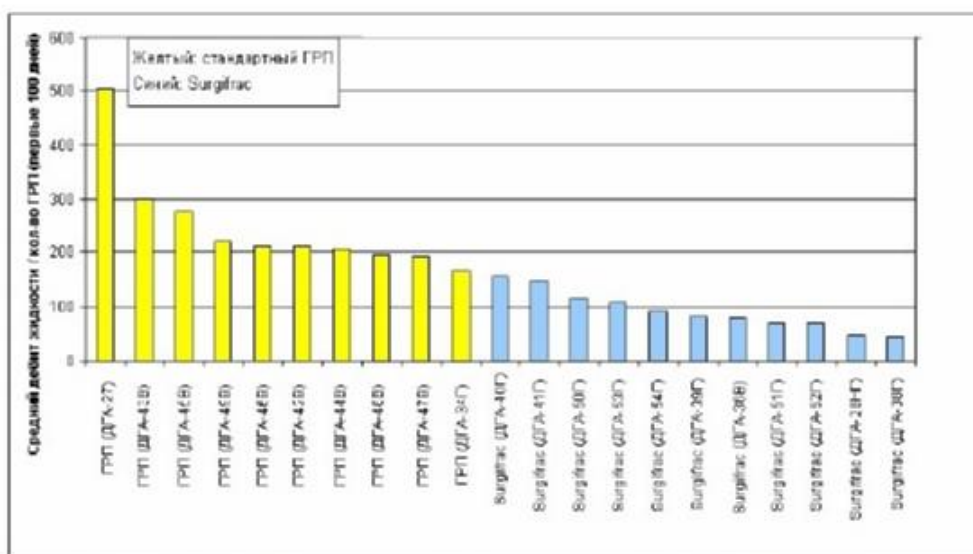


Рисунок 1 – Сравнительный анализ эффективности ГРП (стандартный ГРП и ГРП с технологией «SurgiFrac»)

Уменьшение притока в трещины объясняется образованием множественных типов трещин вместо одной трещины. Проведение ГРП также может привести к изменению режима напряженности пласта, что в свою очередь может привести к различному распространению трещин в разных направлениях.

В дальнейшем рекомендуется продолжить выполнение данных мероприятий, основываясь на полученных положительных результатах.

ЛИТЕРАТУРА

1. Отчет «Технологическая схема разработки месторождения Дунга», 2010.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 662.106.33

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЧВ ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЫ КАСПИЙСКОГО МОРЯ В РАЙОНЕ ПРИГОРОДА Г. АКТАУ

Джаналиева Н.Ш., Серикбаева А.К., Кенжетаев Г.Ж., Сырлыбекқызы С.
Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
им. Ш. Есенова

Аннотация. В статье приводятся результаты изучения физико-химических свойств прибрежных почв в районе пригородной зоны г. Актау (пос. Саина Шапагатова). Установлено, что почвы обследованной территории отличаются низким содержанием органического вещества, щелочной реакцией почвенных растворов, высоким засолением и слабой устойчивостью к антропогенным воздействиям. Получены данные которые могут послужить основой для дальнейших исследований и контроля за окружающей средой в районах прилегающих к городской зоне г. Актау.

Ключевые слова: Каспий, прибрежная зона, пригород, почвы, мониторинг, гумус.

Введение. В прибрежной части района исследования преобладают равнинные формы рельефа, по мере удаления от моря они сменяются скалистым рельефом [1]. Отличительной особенностью почвообразующих пород является засоление почв. Прибрежные зоны области испытывают высокую экологическую нагрузку. Антропогенному воздействию подвергаются все компоненты окружающей среды – атмосферный воздух, вода, донные отложения, биота и в особенности почвы прибрежной зоны Каспия. В этой связи проведение исследований за состоянием почв прибрежной зоны Каспия, особенно в районе г. Актау и его пригородных территориях – приоритетная научно-практическая задача, целью которой является решение проблемы оценки состояния прибрежных почв [1,2].

Материалы и методы исследований. Основной источник фактической информации - материалы собственных исследований на пробных площадках (ПП), в прибрежной зоне Каспийского моря. Для исследования почвенных образцов использовали методы: цвет – по шкале Манселла, гранулометрический состав – по Качинскому, гумус (ОВ) – по Тюрину, валовый азот – по Кьельдалю, подвижные соединения фосфора и калия – по Чирикову (для карбонатных почв – по Мачигину). Общепринятыми методами определяли объемную массу, плотность твердой фазы, гидролитическую кислотность, сумму поглощенных оснований. Определение количества гумуса в почве выполняли по методу Никитина с колориметрическим окончанием по Орлову – Гриндель, основанном на мокром озолении органических соединений почвы [3,4].

Результаты исследований. Для изучения физико-химической характеристики почв, в отобранных пробах, было проведено лабораторное определение содержания гумуса, общего азота, валового фосфора, состава поглощенных оснований, реакции водных суспензий, содержания карбонатов кальция, водорастворимых солей.

Пос. Саина Шапагатова. В структуре почвенного покрова месторождения Арман преобладают комбинации луговых приморских почв с солончаками приморскими. Почвы территории пос. Саина Шапагатова, как и всей прибрежной полосы, характеризуются низким содержанием гумуса 0,21-0,56%. В верхнем горизонте почв на ПП-1 (1-я прибрежная полоса поселка на расстоянии 450 метров от моря) содержится 1,07%. Содержание валовых форм фосфора и общего азота в верхних горизонтах также невысокое и колеблется, соответственно, в пределах 458-744 мг/кг и 0,03-0,05% (рис. 1). В зависимости от содержания органических и минеральных коллоидов величина емкости поглощения изменяется в широких пределах 8,3-18,7 мг-экв/100 г. В составе поглощенных оснований доминирует катион магния (рис. 1). Содержание карбонатов составляет 1,6-4,3%. Реакция водной суспензии нейтральная или слабощелочная, pH – 6,97-7,28. Почвы месторождения имеют в основном очень сильную степень засоления, но вместе с тем на ПП-3 в районе аэропорта почвы засолены в слабой и средней степени. Химизм засоления - хлоридно-сульфатный, натриевый [1,5].

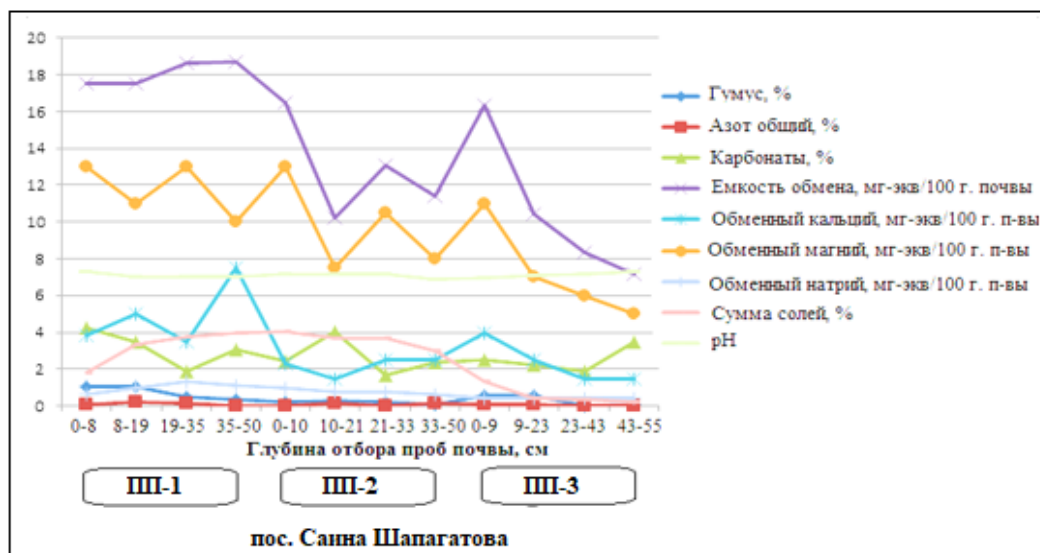


Рисунок 1 – Показатели физико-химических свойств прибрежных почв

Фон. Фоновые мониторинговые площадки были размещены на удалении порядка 8-9 км от ПП-1. Содержание гумуса в поверхностных горизонтах почв составляет 0,95%. Ниже по профилю содержание гумуса резко снижается. Почвы на фоновых площадках слабо обеспечены биогенными элементами общим азотом и валовым фосфором [1,6].

Их содержание в поверхностных горизонтах составляет, соответственно, 0,08-0,13% и 1087-1145 мг/кг. Реакция водной суспензии почв близка к нейтральной или слабощелочная. Как и все приморские почвы, почвы фоновых участков отличаются повышенной карбонатностью (рисунок 2). Емкость катионного обмена в почвах фоновых участков изменяется в широких пределах от 7,5 до 16 мг-экв на 100 г почвы. В составе поглощенных оснований преобладают катионы магния. Солонцеватость почв морфологически не выражена, хотя, нередко, на долю обменного натрия приходится до 10 % от емкости катионного обмена. Почвы на фоновых площадках подвержены сильному засолению. Сумма солей по профилю почв колеблется от 0,64 до 4,33%. Тип химизма засоления хлоридно-сульфатный – по анионам и кальциево-натриевый – по катионам.

На основании результатов изучения физико-химических свойств почв можно сделать вывод о том, что почвы на обследованной территории отличаются низким содержанием органического вещества, щелочной реакцией почвенных растворов, высоким засолением и слабой устойчивостью к антропогенным воздействиям.

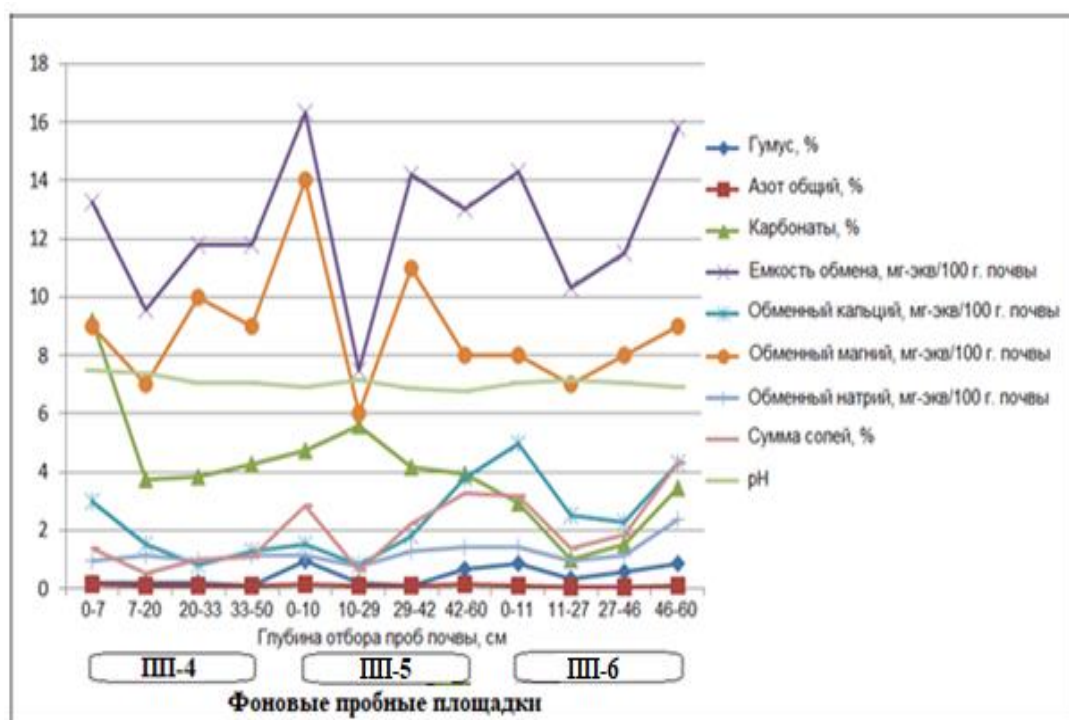


Рисунок 2 – Показатели физико-химических свойств фоновых ПП

Вывод. Почва «записывает», хранит в своем генетическом профиле наибольшее количество информации о длительных отрезках развития географической среды. Установлено, что засоление почв приводит к физической деградации земель (ухудшение физических свойств, затрудняющее или препятствующее выполнению почвой своих функций).

Методология исследования и изучения физических свойств и режимов засоленных почв остается слабо разработанной, так как ряд свойств в засоленных почвах достоверно определить традиционными методами почвоведения и экологии невозможно [1,2]. Главным критерием оценки физического состояния почвы является соответствие комплекса почвенных свойств характеру функций, выполняемых почвой в конкретном ландшафте. В этой связи, прежде всего, необходимо установить, как, и в какой степени влияет количество солей на выполнение почвой своих экологических функций через изменение физико-химических свойств. На основании результатов изучения физико-химических свойств почв можно сделать вывод о том, что почвы на обследованной территории отличаются низким содержанием органического вещества, щелочной реакцией почвенных растворов, высоким засолением и слабой устойчивостью к антропогенным воздействиям. Исследованиями установлено, что физико-химические свойства почв, являются относительно стабильными. Этот факт, с учетом результатов исследований, позволяет проводить их изучение раз в три года.



Рисунок 3 – Карта-схема расположения точек мониторинга (СЭПов) (составлена в среде Google)

ЛИТЕРАТУРА

1. Samal Syrlybekkyzy., Gusman Z. Kenzhetayev., Aliya R. Togasheva. Lyaylim S. Tayzhanova. 17-Year Periods of Rising and Falling Water Levels in the Kazakhstan Section of the Caspian Sea // European Researcher, 2014, Vol.(69), № 2-2, p. 401-412.
2. Государственный экологический мониторинг на шельфе и прибрежной зоне Каспийского моря с применением аэрокосмического дистанционного зондирования. 2010 год. Финальный отчет.
3. ГОСТ 17.4.3.01-83 «Охрана природы. Почвы.
4. ГОСТ 17.4.4.02 – 84. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа.
5. Кенжетаев Г.Ж. Анализ результатов воздействия нефтедобывающих предприятий - промыслов на загрязнение почвы в прибрежной зоне Каспия // Материалы междунар. научно-практической конференции «Инновационное развитие нефтегазового комплекса» 2 часть, Актау 2013 г., С .412-416. Каспийское море: Гидрология и гидрохимия. М.: Наука, 1986. 262 с.
6. Amador Jose A. Finescale spatial variability of physical and biological soil properties in Kingston, Rhode Island / Amador Jose A., Wang Yong, Savin Mary C., Gorres Josef H. // Geoderma. 2000. - 98, № 1-2. - С. 8394.

ИССЛЕДОВАНИЕ МОРСКОЙ АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ В ПРИГОРОДНЫХ РАЙОНАХ Г. АКТАУ (ОТ П. С. ШАПАГАТОВА ДО ОХЛАДИТЕЛЬНОГО ПРУДА «МАЭК»)

Кенжетаев Г.Ж., Джаналиева Н.Ш.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
им. Ш. Есенова

Аннотация. В статье приводятся материалы исследований морской акватории Каспийского моря, от пос. С. Шапагатова до охладительного пруда МАЭК «Казатомпром». Были измерены направление и скорость ветра, атмосферное давление и температура. Температура характеризовалась сильной изменчивостью, суточные циклы были выражены слабо. Представлены результаты колебания температур, солёности и флуоресценции хлорофилла, которые построены по данным CTD-зондирования.

Ключевые слова: Каспий, прибрежная зона, температура, солёность, район.

Введение. Каспийское море – крупнейший бессточный замкнутый водоем Земли. При уровне поверхности около -27 м относительно Балтийской системы высот, его площадь составляет более 390 тыс. км², объем воды – около 78 тыс. км³, средняя глубина – 208 м, наибольшая – 1025 м. В силу отсутствия связи с Мировым океаном, Каспийское море формально является озером. Однако, все остальные признаки водоема: размеры, глубины, особенности термохалинной структуры и циркуляции вод — позволяют отнести его к типу глубоких внутренних морей.

В настоящее время несмотря на многочисленные исследования Каспия, до сих пор существуют районы моря, степень изученности и покрытия данными прямых наблюдений, которых крайне мала. В данных районах возникает целый ряд вопросов фундаментального и прикладного характера, требующих регионального подхода к изучению. Данная ситуация особенно усугубилась в последние три десятилетия, когда наблюдалось резкое сокращение числа научных экспедиций и регулярных гидрометеорологических наблюдений в бассейне. Одним из таких районов является восточное побережье Среднего Каспия, а именно акватория моря в районе г. Актау. В Каспийском море ведется активная хозяйственная деятельность (добыча нефти и газа, судоходство, рыболовство), на берегах моря проживает более 7 миллионов человек. Исследуемый район находится под сильнейшим антропогенным влиянием в связи с активным действием нефтегазовой, химической и, в прошлом, ядерной промышленности сконцентрированной в районе города Актау. Кроме того, порт Актау является единственным портом Казахстана, используемым для международных перевозок сырой нефти и нефтепродуктов. В этой связи исследования прибрежной зоны от порта Форт-Шевченко до порта Актау (территория г. Актау и пригородные районы) является актуальными и своевременными.

Материалы и методы исследований. Исследования морской акватории Каспийского моря, от пос. С. Шапагатова до охладительного пруда МАЭК «Казатомпром» проводились в течение пяти дней 23-27 апреля 2018 года, проведены учеными кафедры «Экология и химический инжиниринг» (рук. д.т.н., профессор Кенжетаев Г.Ж.) совместно с институтом Океанологии им. П.П. Ширшова Российской академии наук (руководитель д.г.н., член-корреспондент РАН РФ). Было заякорено всего 17 станций.

Результаты и обсуждения. Портативная метеорологическая станция была установлена на высоте 5 м над уровнем моря на причале яхт-клуба севернее порта Актау. Станция начала работу в 15:00 по местному времени (GMT+5) 23 апреля и

закончила работу около 21 часа 27 апреля после окончания этапа морских экспедиционных работ на полигоне. Были измерены направление и скорость ветра, атмосферное давление и температуру. Дискретность измерений составляла 1 в секунду. Данные измерений представлены на (рисунок 1).

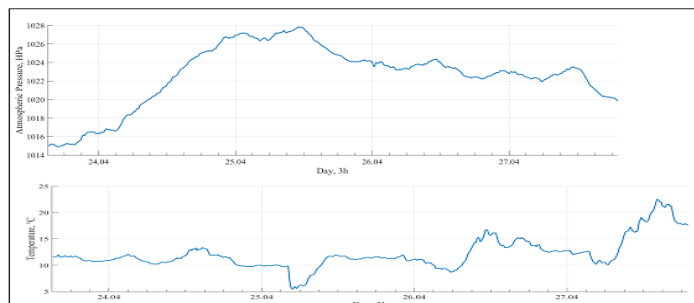


Рисунок 1 – Данные измерений портативной метеостанции: график изменчивости атмосферного давления (вверху), график изменчивости температуры воздуха (внизу).

В период проведения исследований на полигоне наблюдалась нестабильная ветровая ситуация, направление ветра менялось часто. 24 апреля преобладали ветры западных румбов. 25 апреля ветер усилился до штормового с максимальной скоростью ветра 12 м/с южного и восточного направлений. С 26 апреля на протяжении почти суток установился штиль. Измерения показывают большую изменчивость так же и скорости ветра в период работ, средняя скорость составила 3.1 м/с. В период с 24 по 26 апреля на море наблюдалось сильное волнение, со штормовой погодой в течение 25 апреля. Атмосферное давление росло с отметки 2015 гПа 23 апреля до середины дня 25 апреля, когда его максимум составил 1028 гПа, далее наблюдалось плавное снижение до 2020 гПа. Температура характеризовалась сильной изменчивостью, суточные циклы были выражены слабо. Минимальная температура составила 5°C и наблюдалась в первой половине дня 25 апреля, максимальная – 23°C к концу дня 27 апреля. На рисунке 2 представлены вертикальные профили температуры, солёности и флуоресценции хлорофилла, построенные по данным CTD-зондирования, выполненного на всех исследуемых станциях в ходе экспедиционных работ 24 – 27 апреля. На станциях разреза «Актау» 24 апреля наблюдалась значительная изменчивость значений температуры между прибрежной и мористой частями. На станции 3 значения температуры воды достигали 12.5°C, в то время как на станциях 1 и 2 значения температуры верхнего перемешанного слоя составляли около 10.5°C. Термоклин на станциях 1 и 2 располагался на глубинах 10 – 15 м, значения температуры вод под термоклином составляли 9 – 9.25°C.

На разрезе 25 апреля (станции 4 – 7) было зафиксировано увеличение толщины верхнего перемешанного слоя, что, по-видимому, было вызвано действием сильных ветров в период с 24 по 25 апреля.

Максимальные температуры по-прежнему наблюдались на мелководных станциях с постепенным уменьшением значений в сторону моря. 27 апреля на северном разрезе (станции 14–17) был зафиксирован дальнейший рост температур в приповерхностном слое, максимальные величины до 15°C, что, по-видимому, было вызвано интенсивным радиационным прогревом и низкой интенсивностью ветрового воздействия в завершающие дни периода измерений. Структура вертикальных распределений солёности на станциях полигона обнаруживала главным образом

однородный характер (величины около 11.3 – 11.4 епс от поверхности до дна). Исключение составляли приповерхностные (до глубины 1 м) участки профиля в районе прибрежных станций на разрезах 24, 26 и 27 апреля, где в штилевых условиях могло проследиваться распресняющее влияние местного берегового стока.

Вертикальные распределения флюоресценции хлорофилла выявили максимальные концентрации фитопланктона в зонах градиента температур (термоклин) на разрезах 24 – 25 апреля 2018 года.

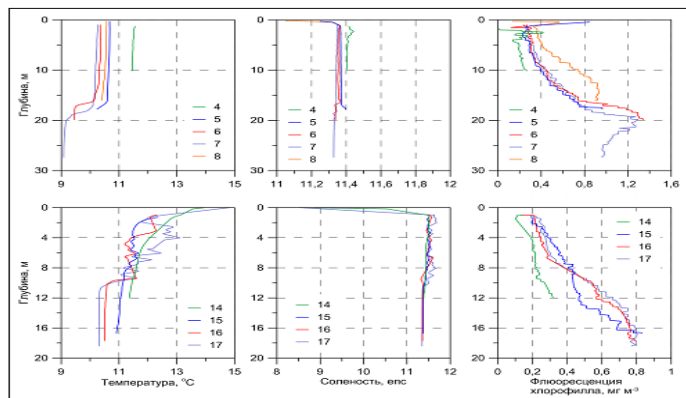


Рисунок 2 – Вертикальные профили температуры, солёности и флюоресценции хлорофилла на станциях полигона. Номер кривой соответствует номеру станции.

На рисунке 3 представлены графики изменчивости температуры на 3-х горизонтах водной колонны по данным термокосы. В период с начала измерений и до середины дня 25 апреля наблюдалась ярко выраженная стратификация вод участка водной колонны, разница между верхним перемешанным слоем и слоем под термоклином составляла около 1.5°C. С середины дня 25 апреля температуры придонного слоя начала постепенно расти и к 26 апреля достигла значений 10°C, что привело к практически полному перемешиванию водной колонны и исчезновению температурной стратификации. В дальнейшем температура воды на горизонтах 16 и 21 м колебалась в районе значения 10 °C с близким к инерционному периоду. Температура на горизонте 6 м постепенно росла под влиянием радиационного прогрева, превысив значение 11 °C к концу периода измерений 27 апреля, в результате чего водная колонна вновь оказалась стратифицированной по вертикали.

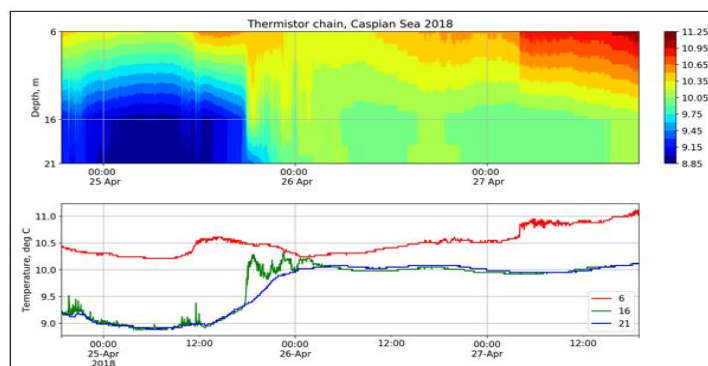


Рисунок 3 – Временная изменчивость величин температуры по данным термокосы на горизонтах 6, 16 и 21 (дно) м с 24 по 27 апреля.

Время на графике соответствует значениям местного часового пояса GMT +5.

Наблюдаемая картина изменчивости термической структуры на полигоне была обусловлена изменчивостью условий атмосферного воздействия. Согласно данным измерений автоматической метеорологической станции, 25 апреля на полигоне наблюдалось интенсивное действие восточных и северо-восточных ветров, сменившихся во второй половине суток на южные (даунвеллинговые), что, по-видимому, привело к опусканию более теплых поверхностных вод ко дну, перемешиванию водной колонны и увеличению её температуры в целом.

Вывод. Результаты теоретических и экспериментальных измерений в течении экспедиции проводились на 17 станциях и включали в себя измерения вертикальных профилей температуры, электропроводности и флюоресценции хлорофилла от поверхности до дна с помощью зонда *SBE SeaCat 19plus*. Атмосферное давление росло с отметки 2015 гПа 23 апреля до середины дня 25 апреля, когда его максимум составил 1028 гПа, далее наблюдалось плавное снижение до 2020 гПа. Температура характеризовалась сильной изменчивостью, суточные циклы были выражены слабо. Минимальная температура составила 5°C и наблюдалась в первой половине дня 25 апреля, максимальная – 23°C к концу дня 27 апреля. В дальнейшем температура воды на горизонтах 16 и 21 м колебалась в районе значения 10 °C с близким к инерционному периоду. Установлено, наблюдалось интенсивное действие восточных и северо-восточных ветров, сменившихся во второй половине суток на южные (даунвеллинговые), что, по-видимому, привело к опусканию более теплых поверхностных вод ко дну, перемешиванию водной колонны и увеличению её температуры в целом.

ЛИТЕРАТУРА

1. Агатова А.И., К.Б. Кирпичев и др. Органическое вещество Каспийского моря // Океанология, 2005. С 841-850.
2. Архипкин В.С. Гидрология прибрежного апвеллинга Черного и Каспийского морей. – М.: МГУ им. М.В.Ломоносова, 1996. -129 с.
3. Бруевич С.В. Гидрохимические черты Каспийского моря // М: Природа. № 4. 1938. С. 16-27.
4. ИСО 5667 – 15:2009. Качество воды. Отбор проб. Часть 15. Руководство по Консервация и обработка проб осадка и отложений. Под редакцией А.А Омарбека. М.: РГП «КазИнСт», Астана 2015. – 24 с.
5. Коновалов Б. В., Кравчишина М. Д., Беляев Н. А., Новигатский А. Н. Определение концентрации минеральной взвеси и взвешенного органического вещества по их спектральному поглощению //Океанология, 2014. Т.54. №4. С.1-9.
6. Сапожников В.В., Зозуля Н.М., Белов А.А. и др. Гидрохимические исследования Северного Каспия на научно-исследовательском судне «Медуза», август 2002 г.// Океанология. 2003. Т. 43, № 4. С. 627-631.

ВОЗМОЖНОСТИ УДАЛЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ СТОЧНЫХ ВОД ЗАВОДА «CASPI BITUM» ПУТЕМ АДСОРБЦИИ СОРБЕНТАМИ

Кенжетаев Г.Ж., Тайжанова Л.С.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова

Аннотация. В статье приведены исследования по эффективности предварительной очистки сточных вод завода «CASPI BITUM».

Установлено, в сточных водах битумного завода отмечается повышенное содержание нефтепродуктов, что, в конечном счете, не может не влиять на эффективность работы очистных сооружений, и на степень очистки по загрязняющим веществам, и нефтепродуктам в том числе. Для полной очистки вод предлагается с разным соотношением SiO_2 : С на основе скорлупы грецкого ореха, с внесением эффективных микроорганизмов (*Lactobacillus*).

Введение. Завод по производству битума ТОО «СП «CASPI BITUM»» в г. Актау построен в рамках реализации проекта «Производство дорожных битумов на Актауском заводе пластических масс». Этот проект предусмотрен Государственной программой по форсированному индустриально-инновационному развитию Республики Казахстан на 2010-2014 годы. Битумный завод принят в эксплуатацию в декабре 2013 г. Период постоянной эксплуатации начат в декабре 2014 года. В технологическом процессе используется только нефть месторождения «Каражанбас» (тяжелая, смолистая, сернистая, высоковязкая). Нефть поставляется на завод по вновь построенному нефтепроводу АО «КазТрансОйл» длиной 11,3 км, от магистрального нефтепровода «Каражанбас-Актау-Узень» в режиме последовательной перекачки, партиями 10-15 тысяч тонн. Целевой продукцией завода является дорожный битум:

- окисленный марок БНД 70/100 и БНД 100/130 (СТ РК 1373-2013);
- полимерно-модифицированный – с улучшенными эксплуатационными качествами (в 2014 году не выпускался).

Для очистки технологических вод, загрязненных нефтью и нефтепродуктами в процессе получения битума, на заводе предусмотрена станция предварительной очистки «СПОВ», путем отделения отстоем нефтепродуктов с возвратом их на переработку. Также используется коагуляция и фильтрация механических загрязнений с доведением до норм в соответствии с требованиями установки биологической очистки АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» «КПИ». Как было отмечено преимущественным загрязняющим веществом в сточных водах битумного завода являются нефтепродукты. Содержание нефтепродуктов в сточных водах, направляемых на очистку в цех термической обработки и очистки стоков ТОО «CASPI BITUM» достигают концентрации 30 мг/дм^3 . Вместе с этим, воды, прошедшие очистку

В этой связи, исследования направленные на решение проблемы очистки вод не только от нефтепродуктов, но и серы, являются своевременными и актуальными.

Методы исследования. Работа выполнена на основании собственных исследований и материалов, предоставленных лабораторией ТОО «СП «CASPI BITUM»». Также, в условиях лаборатории кафедры «Экология и химический инжиниринг» выполнен эксперимент по получению сорбента из скорлупы грецкого ореха. Для составления карт-схем завода «CASPI BITUM»», и АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» бывший завод пластических масс ТОО «ЗПМ», а также пруда-испарителя этого завода в настоящем как «КПИ». Используются программы семейства геоинформационных систем ГИС, Google, SAS Planet.

Результаты исследований и обсуждение. Завод «CASPI BITUM» расположен на территории «Kazakhstan Petrochemical Industries» бывший «ЗПМ» (рис. 1).

Технологическая схема очистки вод. Производственные и хозяйственно-бытовые сточные воды завода «CASPI BITUM» транспортируются отдельно по общезаводским канализационным коллекторам. Производственные сточные воды поступают в приемное отделение канализационной станции (КНС), откуда подаются на предварительную очистку на станцию предварительной очистки «СПОСВ» завода «CASPI BITUM» и дальше направляются на очистные сооружения в АО «КРІ», и после доочистки сбрасываются на пруд-испаритель АО «КРІ» расположенный на расстоянии 5 км., как показано на рисунке 1.

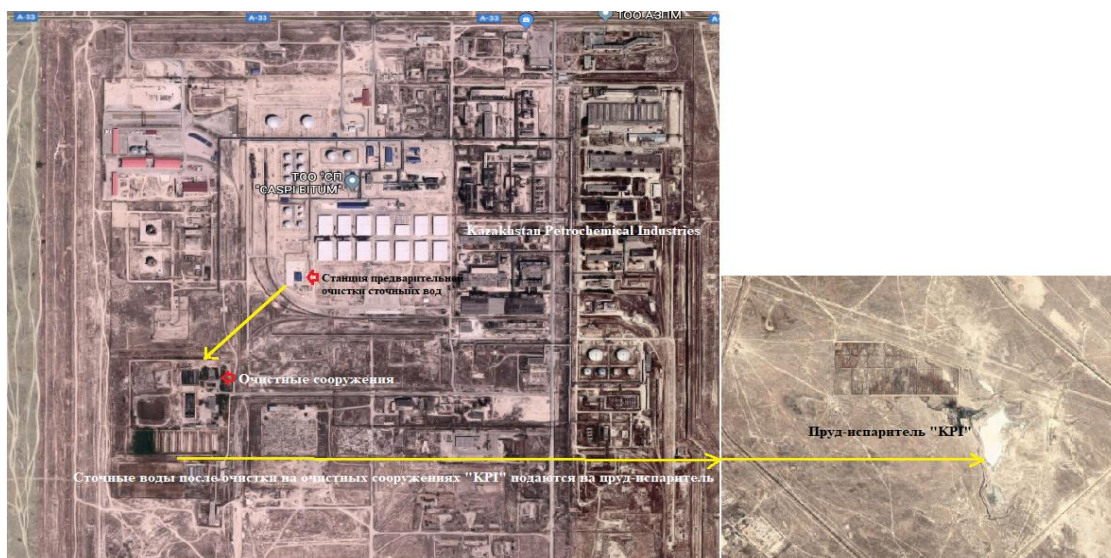


Рисунок 1 – Карта-схема завода ТОО «СП CASPI BITUM» и АО «КРІ», станции предварительной очистки сточных вод «CASPI BITUM» и очистных сооружений «КРІ» для доочистки загрязненных нефтепродуктами вод.

Химически загрязненные сточные воды подаются насосными станциями КНС по отдельным напорным коллекторам в приёмную камеру очистных сооружений. Далее, сточные воды проходят доочистку на зернистых фильтрах и на сорбирующей модифицированной целлюлозе. Предварительно очищенные сточные воды поступают в приёмную камеру очищенных сточных вод насосной станции и насосами по напорному канализационному отправляются на очистку в АО «КРІ».

На площадке участка предварительной очистки сточных вод имеются:

- Сепаратор с коагуляционными пластинами;
- Смесительный реакционный резервуар;
- Устройство воздушной флотации;
- Зернистые фильтры с загрузкой скорлупы грецкого ореха;
- Сорбентные фильтры из модифицированной целлюлозы;
- Насосная станция перекачки очищенных сточных вод, бытовые помещения.

Таблица 1 – Качественные показатели предварительно очищенной сточной воды перед подачей на блок биологической доочистки

№ п/п	Наименования показателей	Исходной воды после предварительной очистки
-------	--------------------------	---

1	Нефтепродукты, мг/дм ³	5-17
2	ХПК	278-350 (1500*)
3	Взвешенные вещества, мг/дм ³	14 (325*)
4	pH	5,5-7
5	Запах	АГ/2
6	Цветность	Светло желтая
7	Прозрачность	Светло желтая
8	Нерастворимые органические вещества, мг/дм ³	отсутствие
9	АПАВ, мг/дм ³	0,11-0,18 (6*)
10	Хлориды, мг/дм ³	600-750 (1400*)
11	Сульфаты, мг/дм ³	600-700 (1500*)
12	Азот нитратный, мг/дм ³	0,65-2
13	Азот нитритный, мг/дм ³	0,11-1,2
14	Фосфаты, мг/дм ³	0,05-0,1 (3,5*)
15	БПК5	120-200
16	Железо, мг/дм ³	0,21-0,49
17	Сухой остаток, мг/дм ³	946-1100 (3500*)
18	Потери при прокаливании, мг/дм ³	172-233
19	Общая жесткость, мкмоль/дм ³	1450-1700

Из таблицы 1 видно, что в предварительно очищенной сточной воде завода «CASPI BITUM» перед подачей на очистные сооружения АО «KPI», в частности на блок биологической очистки, содержание нефтепродуктов составляет в среднем 13 мг/дм³, что превышает допустимые нормы. Химическая потребность в кислороде по этой причине тоже высокая в среднем – 325 мг/дм³.

В воде сохраняется запах серы (АГ/2) – 50%, pH 5,5-7,0 реакция близкая к нейтральной. Цветность и прозрачность предварительно очищенной воды светло-желтая, что подтверждает наличие в воде серы. Нерастворимые органические вещества отсутствуют. Ароматические поверхностно-активные вещества незначительно превышают предельно-допустимую концентрацию. Биологическая потребность кислорода БПК-5, высокая достигает 200 ед. Также наблюдается большое количество сухого остатка порядка – 1000 мг/дм³.

Экспериментальные работы по получению сорбентов для очистки вод. Для получения сорбентов с разным соотношением SiO₂:C была отобрана партия скорлупы грецкого ореха. После соответствующей помывки 10%-й серной кислотой с последующей промывкой дистиллированной водой отмытую партию скорлупы сжигали в муфельной печи в атмосфере воздуха для удаления летучих веществ, при температуре 400–500°C в интервале 30 и 60 мин, так как при этой температуре по данным литературного источника идет формирование центров адсорбции. На стадии карбонизации формируется каркас будущего активного угля - первичная пористость и прочность [4]. По данным термического анализа основная часть органической составляющей скорлупы ореха удаляется уже при температуре 400-500°C. После этого были добавлены эффективные микроорганизмы (*Lactobacillus hilgari* – 21,72%, *Lactobacillus camelliae* – 15,06%). При использовании этого сорбента, по данным эксперимента, запах серы был почти устранен, количество нефтепродуктов составило – 7,1 мг/л. Необходимой частью карбонизованных органических веществ является определение содержания углерода, так как от содержания углерода зависит степень очистки воды от нефти и нефтепродуктов. В этой связи в дальнейшем необходимо провести исследования по содержанию углерода в синтезированных сорбентах.

Возможность применения фильтра с сорбентом на основе карбонизованной скорлупы грецкого ореха на завершающем этапе первой стадии очистки определяется не только относительно высоким удельным весом самого сорбента, но и содержанием углерода, что придает ему прочность и термическую устойчивость.

Вывод. В настоящее время, а также в проектируемый период, на очистные сооружения цеха ТООиОС поступают сточные воды от битумного завода ТОО «СП Caspi Bitum». Преимущественным загрязняющим веществом в сточных водах завода являются нефтепродукты. Объемы поступающей на очистку сточной воды значительны и превышают даже суммарные стоки от самого предприятия АО «Kazakhstan Petrochemical Industries». К тому же в сточных водах битумного завода отмечается повышенное содержание нефтепродуктов, что, в конечном счете, не может не влиять на эффективность работы очистных сооружений, и на степень очистки по загрязняющим веществам, и нефтепродуктам в том числе. Необходимо отметить, что действующие в республике санитарные нормы и правила (СанПиН №104 18.01.2012г.) регламентируют содержание нефтепродуктов в воде в пределах 0,1мг/дм³. Содержание нефтепродуктов в очищенных сточных водах допускается в пределах 4-10 мг/л.

В этой связи необходимы исследования по возможности использования сорбентов с разным соотношением SiO₂: С на основе скорлупы грецкого ореха, с внесением эффективных микроорганизмов (Lactobacillus).

ЛИТЕРАТУРА

1. Проект нормативов предельно-допустимых сбросов (ПДС) для АО «Kazakhstan Petrochemical Industries» на 2015-2019 годы. Актау. 83 с.
2. «Санитарно-эпидемиологические требования по установлению санитарно-защитной зоны производственных объектов» приказ №93 от 17 января 2012.
3. Грег С., Синг К. Очистка сточных вод. Адсорбция, удельная поверхность, пористость. М.: Мир. 1998. – С. 310.
3. Глазков О.В., Глазкова Е.А. Адсорбция нефтепродуктов из водных эмульсий на многослойном адсорбенте. // Нефтехимия. М. 2001. Ч.1. №1. С. 65-67.
4. Темирханов Б.А., Елецкий Б.Д., Шпигун О.А. Оценка эффективности использования некоторых сорбентов при очистке вод от нефти и нефтепродуктов // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. № 5. С. 22-23
5. Набаткин А.Н., Хлебников В.Н. Применение сорбентов для ликвидации нефтяных разливов. Нефтяное хозяйство. 2000. № 11. С. 61.
6. Каменщиков Ф.А., Богомольный Е.И. Возможности использования нефтяных сорбентов. Москва – Ижевск. 2015. с 268.

УДК 662.106.33

ОЦЕНКА ГЕОХИМИЧЕСКОГО ИЗМЕНЕНИЯ ПОЧВ В РАЙОНЕ ЗАВОДА «КАСПИЙ-ЦЕМЕНТ»

Кенжетаев Г.Ж., Айтимова А.М., Жапарбаева Ф.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова

Аннотация. Осенью 2018 г. были проведены исследования по изучению состояния почв в районе завода "Каспий Цемент". Было отобрано 20 почвенных проб. Пробы отбирали с глубины 0-20 см. Наличие в почве тяжелых металлов определяли методом атомно-абсорбционной спектроскопии с использованием ААС МГА-915М

(Люмекс, Россия), их содержание сопоставляли с фоновыми значениями и с имеющимися ПДК. Для исследования состояния почв, использованы, "суммарный показатель загрязнения почв" СПЗ или Z_c , использующий фон, и для повышения результативности диагностики изучаемой территории вычислены показатели "индекса загрязнения почв" ИЗП, опирающиеся на ПДК. Расчет СПЗ показал, что величина Z_c для всех площадок составила величину от 3,58 до 5,26 ед. Почвы характеризуются как неопасные ($Z_c < 16$) и оценка состояния почв необъективна по причине учета только тяжелых металлов с $K_c < 1$. При расчетах ИЗП установлено, что большинство проб почв на ПП-1, ПП-2 и ПП-3 обладают показателями ИЗП > 1 , что характеризует почвы как "загрязненные". На ПП-4 (контроль) ИЗП равен 0,74- почвы "чистые".

Ключевые слова: Месторождение мела, цементный завод, почвы, мониторинг, тяжелые металлы, интегральные показатели, фон, ПДК.

Введение. Проект строительства цементного завода «Каспий Цемент» в п. Шетпе Мангистауской области был основным в госпрограмме форсированного индустриально-инновационного развития Казахстана, согласно которого «Каспий цемент» стал единственным и крупным заводом в западном регионе. Проект реализован, компанией с мировым именем Heidelberg Cement, являющейся одной из крупных мировых производителей строительных материалов. С экологической точки зрения, влияние на окружающую среду цементного завода в основном, обуславливается тем, что загрязнение почв, цементной пылью приведет к изменению некоторых свойств растительного покрова и почв [1]. В этой связи при исследовании состояния почв, важно выявление наличия и накопления этих элементов [2]. Диагностика состояния территорий выполняются с использованием интегральных показателей-индикаторов загрязнения почв. Одним из таких индикаторов является "суммарный показатель загрязнения почв микроэлементами (МЭ)" СПЗ или Z_c , в основе которого расчет коэффициента концентрации, зависящий от фактического содержания элемента и его фонового содержания (используются значения зональных фоновых концентраций элементов). Широкое применение показателя Z_c сдерживается из-за ряда недостатков. В некоторых случаях используется "индекс загрязнения почв" (ИЗП), в котором применяются предельно и ориентировочно допустимые концентрации веществ - ПДК и ОДК [3]. Применение ИЗП, дает возможность гигиенически обоснованно дифференцировать исследуемую территорию по степени опасности проживания населения.

Методы исследования.

Отбор почвенных проб. Пробы отбирали по общепринятой в почвоведении методике в осенний период 2018 года. На пробных площадках ПП-1,2,3 и 4, пробы отбирали с глубины 0-20 см. Пробы почв были отобраны пробоотборником методом конверта. Метод представляет отбор смешанной пробы из расчета 1 проба на 100 м² (площадка 10×10 м). Смешанный образец состоял из 5 почвенных проб, взятых конвертом из 5 точек. Отбирался средний образец весом 300-400 грамм. В целом пробы представляют собой смешанные образцы с 20 точек, то есть по 5 точек на пробных площадках ПП-1, 2, 3 и 4. Подготовка образцов пробы к определению тяжелых металлов проводилась на базе лаборатории Управления природных ресурсов и рационального природопользования (УПРиРП) Мангистауской области.

Определение тяжелых металлов в почве. Проводили методом атомно-абсорбционной спектроскопии с плазменной атомизацией с использованием ААС МГА-915М (Люмекс, Россия) в аккредитованной лаборатории УПРиРП, согласно методике (М-МВИ-80-80-2008) [4]. По причине того, что валовое содержание определяемых тяжелых металлов в почве было высоким, определены подвижные

формы следующих элементов Pb, Ni, Cr, Hg, V, Cu, Fe, Zn [5]. Определенные концентрации тяжелых металлов сравнивали с имеющимися фоновыми для расчета показателя Z_c и предельно- допустимыми концентрациями (ПДК), для расчета ИЗП изученных веществ, для последующего сравнения этих показателей.

Методы геоинформационных технологий (ГИТ). Использованы для создания и корректировки картографического материала. Карты-схемы района исследований выполняли с применением космоснимков и использованием программ семейства ГИС (Google Maps, Mapinfo Professional v. 12).

Результаты исследований и обсуждение. Определенные концентрации тяжелых металлов сравнивали с имеющимися фоновыми для расчета показателя Z_c и предельно- допустимыми концентрациями (ПДК), для расчета ИЗП изученных веществ, для последующего сравнения этих показателей. Для фоновых значений ТМ, в 2018 году, была заложена ПП-4, с удалением от завода на 5000 м, в районе населенного пункта, с наиболее чистыми почвами. Фоновые концентрации As, Cd и Ba в почвах Мангистауской области незначительно выше, соответственно на (0,64), (0,14) и (0,7), их кларка в земной коре. Для, Pb, Ni, Cr, V, Zn их фоновые концентрации ниже 1,6-5,15 раза их кларка в земной коре, при этом рассеяние Hg и Co составляет соответственно 8,0 и 14,1 раз. При использовании показателя Z_c , использующего фоновые значения, в итоге получается занижение гигиенической опасности.

Для кадмия превышения ПДК не обнаружено ни в одной из проб. По меди превышение 4 ПДК, зафиксировано на ПП-2 (район транспортировки мела) а также 2,4 ПДК 1,9 ПДК, на ПП-1 и ПП-3 соответственно. По никелю обнаружено самое высокое превышение ПДК более 6 также на ПП-2, при этом на ПП-1 (промплощадка) и ПП-3, 4,6 и 1,8 ПДК соответственно. Для свинца превышений не зафиксировано.

По цинку только в районе автодороги доставки мела и отвалов пород на ПП-2, обнаружено незначительное превышение ПДК. По хром, превышение более 2 ПДК зафиксировано на ПП-2, на ПП-1,3 1,9 и 1,3 ПДК соответственно.

Из результатов расчетов загрязнения почв на пробных площадках ПП-1, ПП-2, ПП-3 и ПП-4 (табл. 1) видно, что нет возможности более объективно оценить степень загрязнения почв, так как расчет показателя (СПЗ) или Z_c ограничен учетом только тяжелых металлов, для которых K_c меньше 1.

Величины Z_c для ПП-1 (всего 75 м от ограждения промплощадки цементного завода и для ПП-2 (в районе автодороги транспортировки мела с отвалами вскрышных пород) практически не отличаются и равны 5,24 и 5,26.

При этом показатель ($Z_c=4,41$) по расчетам выявлен на ПП-3, которая расположена от завода на расстоянии более 1500 м и на контрольной площадке значение $Z_c=3,58$ ед, что не намного ниже значения Z_c на наиболее загрязненном участке промплощадки завода ПП-2 $Z_c=5,26$. Содержание тяжелых металлов (ТМ) в почвах пробных площадок ПП представлено в таблице 1.

Таблица 1- Содержание ТМ в почвах пробных площадок (ПП)

Дата	$H_{o,проб}$, см	Содержание химических веществ почвах, мг/кг					
		Cd	Cu	Ni	Pb	Zn	Cr
1	2	3	4	5	6	7	8
«Каспий цемент». Пробная площадь. ПП-1.							
Осень 2018 г.	0-20	1,09	7,46	18,3	16,3	13,5	0,03
«Каспий цемент». Пробная площадь. ПП-2.							
Осень 2018 г.	0-20	1,47	12,1	25,1	19,4	26,8	13,7
Завод «Каспий цемент». Пробная площадь. ПП-3.							

Осень 2018 г.	0-20	1,13	5,79	7,2	11,5	11,3	8,1
«Каспий цемент». ПП-4. Контроль. Координаты N44°06'24,98". E52°10'24,59"							
Осень 2018 г.	0-20	0,65	3,24	3,6	8,7	9,2	5,7
Mean \pm SD							
Осень 2018 г. ПП-1 (n = 5)		1,09 \pm 0,98	7,46 \pm 0,79	18,3 \pm 0,68	16,3 \pm 0,47	13,5 \pm 1,31	11,3 \pm 1,43
Осень 2018 г. ПП-1 (n = 5)		1,47 \pm 0,62	12,1 \pm 0,87	25,1 \pm 0,56	19,4 \pm 0,75	26,8 \pm 2,04	13,7 \pm 0,99
Осень 2018 г. ПП-1 (n = 5)		1,13 \pm 0,82	5,79 \pm 0,71	7,21 \pm 0,24	11,5 \pm 3,43	11,3 \pm 2,09	8,1 \pm 0,55
Осень 2018 г. ПП-1 (n = 5)		0,65 \pm 0,46	3,24 \pm 0,57	3,6 \pm 0,31	8,7 \pm 1,11	9,2 \pm 1,85	5,7 \pm 0,42
ПДК (мг/кг)		5,0	3,0	4,0	32,0	23,0	0,05

Вывод. По результатам расчетов установлено, что большинство проб почв, в частности на ПП-1, ПП-2 и ПП-3, обладают показателями ИЗП>1, что характеризует почвы как "загрязненные".

Только на контрольной площадке ПП-4, удаленной от завода более чем 4000 метров, этот показатель составляет 0,74, что при ИЗП (0,75-1,0) характеризует почвы по категории загрязнения как "чистые".

Статистическая обработка результатов исследования. Ранговый дисперсный анализ (ДА), показал, что критерий Краскела-Уоллиса статистически значим только для Ni и Cu ($p < 0,05$) для почвенных проб пробной площади ПП-2 (на участке перевозки мела и отвалов). Наибольшими ранговыми суммами относительно содержания никеля и хрома характеризуются выборки, составленные по двум пробным площадкам ПП-1 (промплощадка) в пределах (67,5; 69,8) и ПП-2 (57,0; 49,7), которые вносят максимальный вклад в различия по содержанию этих элементов между всеми группами. Карта-схема, выполненная в среде SAS Planet с приведенными результатами расчетов приведена на рисунке 1.

Таблица 2 - Результаты анализа ТМ и показателей СПЗ и ИЗП

Участки отбора проб	Тяжелые металлы по классу опасности							СПЗ или Z _c	ИЗП
	I класс					II класс			
	As	Cd	Pb	Zn	Cr	Cu	Ni		
ПП-1	0,7	1,09	16,3	13,5	0,133	7,46	18,3	5,24	1,92
ПП-2	0,9	1,47	19,4	26,8	0,147	12,1	25,1	5,26	2,52
ПП-3	0,3	1,13	11,5	11,3	0,036	5,79	7,2	4,41	1,15
ПП-4	0,27	0,65	8,7	9,2	0,027	3,24	3,6	3,58	0,74
ПДК (мг/кг)	2,0	5,0	32,0	23,0	0,05	3,0	4,0	-	-

В результате расчетов с использованием ИЗП установлено, что большинство проб почв, в частности, на ПП-1, ПП-2 и ПП-3 обладают показателями ИЗП> 1, что характеризует почвы как «загрязненные».



Рисунок 1 - Карта-схема района исследований с результатами расчетов показателей СПЗ (Z_c) и ИЗП (выполнена в среде SAS Planet)

Только на контрольной площадке ПП-4, этот показатель составляет 0,74, что при ИЗП (0,75-1,0) характеризует почвы по категории загрязнения как «чистые».

ЛИТЕРАТУРА

1. Водяницкий Ю.Н. Об опасных тяжелых металлах/металлоидах в почвах // Бюллетень Почвенного института В.В. Докучаева. 2011. Выпуск 68. С. 56-82.
2. Водяницкий Ю.Н. Формулы оценки суммарного загрязнения почв тяжелыми металлами и металлоидами // Почвоведение. 2010. № 10. С. 1276-1280.
3. М-МВИ-80-80-2008. Методика выполнения измерений (МВИ) массовой доли элементов в пробах почв, грунтов и донных отложениях методами атомно-эмиссионной и атомно-абсорбционной спектроскопии. Санкт-Петербург 2008.
4. Семендяева Н.В. Методы исследования почв и почвенного покрова: учебное пособие // Н.В. Семендяева, А.Н. Мармулев, Н.И. Добротворская; Новосибирский. гос. аграр. ун-т, СибНИИЗиХ. – Новосибирск: Издательство НГАУ, 2015. – 202 с.
5. Zhidebayeva A, Kenzhetayev G, Samal Syrlybekkyzy, Aitimova A, Suleimenova B, Janaliyeva N.// Studying state of soils in South shetpe chalk deposit. EEC-EM - Ecology, Environment and Conservation (0971765X-India-Scopus), 03, 385758. ISSN 0971-765X. (0971765 X-India-Scopus), 03, 385758. 24 (3) : 2018; pp. (1065-1068).
6. EisaSolgi., HadiKhodabandelo. Cadmium and Lead Disruption in Soils Around the Hegmatan Cement Factory, Iran EisaSolgi, and HadiKhodabandelo// Health Scope. 2016 May; 5(2):e34184. doi: 10.17795/jhealthscope-34184// vol. 7
7. Dabkowska- NaskrthH. ,JaworskaH. , DługoszJ. . Assessment of the Total Nickel Content and its Available Forms in the Soils Around Cement Plant Lafarge Poland. Int J Environ Res. 2014;8(1):231–6.
8. Богданов Н.А., Чуйков Ю.С., Рыбкин В.С. Метод оценки состояния земель по индексу загрязнения почв. Астраханский Вестник Экологического Образования. № 1(23) 2013. С. 102-112.

ҚАТУ ТЕМПЕРАТУРАСЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ ШЛАМДАРЫНДАҒЫ ПАРАФИННІҢ ЕРІГІШТІГІН ЗЕРТТЕУ

Боранбаева А.Н., Серикбаева А.К.

Ш.Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар және инжиниринг
университеті

Аңдатпа. Бұл жұмыста қату температурасы жоғары мұнай шламдарындағы парафиннің әртүрлі еріткіштерде ерігіштігі зерттелген. Зерттеу жұмыстарын жүргізуге Жаңаөзен кен орнының топырақпен ластанған мұнай шламдары алынып, құрамындағы парафиндердің органикалық еріткіштерде (бензин, керосин) ерігіштігін зерттеу экстракциялық аппаратта жүргізілді. Зерттеу жұмыстарының нәтижелері бойынша парафиндердің ерігіштігі тек қана біртекті емес, сонымен қатар белгілі-бір заңдылықпен жүретіндігі анықталды. Жаңаөзен кен орнының топырақпен ластанған мұнайының парафинінің қату температурасы 30°C , ал меншікті салмағы $\gamma = 0,588 \text{ г/см}^3$ тең бензинде «жеңілбалқығыш» фракциясы меншікті салмағы $\gamma = 0,646 \text{ г/см}^3$ тең керосинге қарағанда айтарлықтай ерігіш екендігі анықталды.

Түйінді сөздер: мұнай шламдары, парафин, ерігіштік, экстракция, органикалық еріткіштер.

Кіріспе. Жаңаөзеннің қаныққан парафинді мұнайынан топырақты тазартудың қолданыстағы әдістерін, технологияларын және құралдарын талдау арқылы олардың іс жүзінде жоқ екенін, ал бар технологиялары мен әдістері - парафиннен толық тазарта алмайтындығын көрсетті. Негізгі мәселе мұнайдың тығыздығы $0,83\text{-}0,86 \text{ г/см}^3$ тең болғанда парафиннің мөлшері (25-28%) жоғары болатындығы болып табылады. Ал бұл сипаттамалар 30°C кезінде мұнайдың қатуына алып келеді. Тәжірибелік зерттеулермен парафинді шөгінділердің қатты фазасы дисперстілігінің жоғары дәрежесімен ерекшеленетіні анықталды.

Осыған байланысты, мұнайдан асфальтенді-шайырлы заттарды бөліп алып, одан әрі экстракциялау арқылы парафинді еріткіштерді қолданып, алдын-ала бөліп алуға бағытталған зерттеулер қажет.

Сұйық немесе қатты заттардың қоспасынан бір немесе бірнеше заттарды тандап ерітетін еріткіштер (экстрагенттер) жәрдемімен айырып алу процесі экстракция деп аталады. Экстракциялық процестердің екі түрі болады: Сұйық-сұйық жүйелеріндегі (сұйық фазалы) экстракция; қатты дене сұйық жүйелеріндегі (қатты фазалы) экстракция. Экстракция процестері қоспалардан қымбат бағалы заттардың айырып алуда, сұйықтарды тазалауда және қатты денелерден заттарды ажыратуда немесе оларды тазартуда кеңінен қолданылады.

Материалдар мен зерттеу әдістері.

Зерттеу жұмыстарын жүргізуге Жаңаөзен кен орнының топырақпен ластанған мұнай шламдары алынды (сур. 1). Аналитикалық зерттеулер «Экология и химиялық инжиниринг» кафедрасының зертханасында профессор Г.Ж.Кенжетаевтың басшылығымен осы тақырыптың жалғасы ретінде жүргізілді [1]. Жаңаөзен мұнайының (16-19%) құрамындағы парафиндердің органикалық еріткіштерде (бензин, керосин) ерігіштігін зерттеу экстракциялық аппаратта жүргізілді (сурет 2).

Талдауды жүргізу үшін 3г мұнай шламын $\pm 0,01\text{г}$ дәлдікпен өлшеп алып, көлемі 250 мл конус тәрізді колбаға салып, еріткіштің (бензин, керосин) 30 реттік көлемінен сұйылтамыз. Мұнай ерітіндісінен асфальтендер мен парафинді тұндыру үшін

экстракциялық аппаратты жинап, 65-75 °C температурада сулы баяға ыстық қайнатылған суды қосып отырып, электр тогын қоспай сақтап отыру арқылы 30-35 минут бойы қайнаттық. Содан соң ерітіндіні экстракциялық аппаратта сулы баяда қараңғы жерде 12 сағатқа қойып қойдық. Осы көрсетілген уақыттан соң құрамында асфальтені бар ерітіндіні араластырмай, жайлап «көк таспа» қос фильтрлі фильтр қағазымен фильтрлеп, түбінде қалған тұнбаны сол фильтр қағазына салып, еріткішпен фильтрленген ерітінді түссізденгенге дейін жуамыз және фильтрлеген қағазда майлы дақтар қалмауы керек [2].



1-Сурет. Жұмыста пайдаланылған мұнаймен ластанған топырақ

Жұмыстың нәтижелері. Тұндырылған парафиннің мөлшері олардың қалдығы арқылы анықталды. Парафиндердің ерігіштігін анықтау үшін органикалық еріткіштерді (бензин, керосин) қолдандық. Парафиндердің ерігіштігін зерттеу жұмыстарының нәтижелері кестеде келтірілген (Кесте 1). Зерттеу жұмыстарының нәтижелері бойынша парафиндердің ерігіштігі тек қана біртекті емес, сонымен қатар белгілі-бір заңдылықпен жүретіндігі анықталды.

1-Кесте. Парафиндердің ерігіштігі ($t_{\text{балкы}} = 50-60^{\circ}\text{C}$)

Бензин		Керосин	
$^{\circ}\text{C}$	$R, \%$	$^{\circ}\text{C}$	$R, \%$
10	9	18	10
38	76	40	70

Бұл ең алдымен, парафиннің жұмсарту температурасы мен ерігіштігі $50-60^{\circ}\text{C}$ аралығында болуына байланысты, бірақ температуралық аралық жоғары еместігін де көруге болады. Сонымен қатар, зерттелген мұнайдағы парафиннің ерігіштігі ерітіндінің (мұнай) меншікті салмағы еріткіштің меншікті салмағына тең болған жағдайда іс жүзінде жоғарырақ болады деп дау айтуға болады. Алайда, алынған нәтижелер бойынша парафиннің ерігіштік дәрежесі C_6H_{14} дейін болатындығын көрсетті.

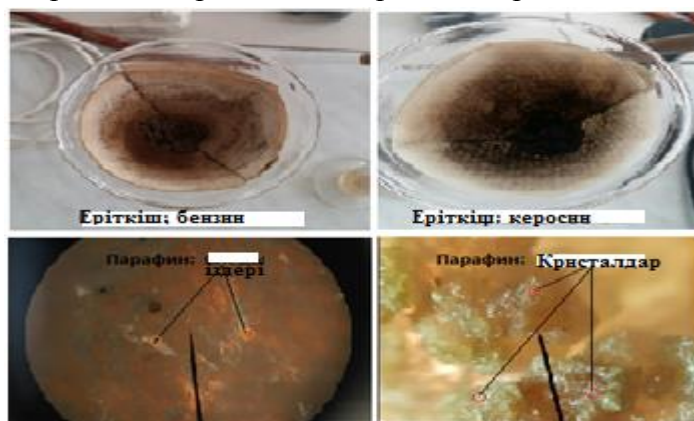
Алайда, еріткіштің молекулалық массасын төмендеткенде оның парафинді еріту қабілеті өте төмен болатындығы және қажетті нәтижелерді бермейтіндігі анықталды. Бұл, парафиннің ерігіштігі бутаннан (C_4H_{10}) метанға (CH_4) дейін төмендейтіндігімен байланысты. Зерттеу жұмыстары көрсеткендей жұмыста пайдаланылған қату температурасы жоғары Жаңаөзен кен орнының мұнайындағы парафиннің ерігіштігі бензинде ($\gamma = 0,588 \text{ г/см}^3$) керасинге қарағанда ($\gamma = 0,646 \text{ г/см}^3$) жоғары болды (сур. 3).



2-Сурет. Жұмыста қолданылған экстракциялық аппарат

Сонымен қатар, температураның төмендеуі парафиннің ерігіштігіне әсер ететіндігі анықталды. Төменгі температураларда барлық еріткіштерде парафиннің ерігіштігі минималды болып тұратындығы анықталды.

Қорытынды. Көмірсутекті еріткіштердегі парафиннің ерігіштігі белгілі дәрежеде соңғылардың химиялық табиғатына тәуелді болады. Жаңаөзен кен орнының топырақпен ластанған мұнайының парафинінің қату температурасы 30°C , ал меншікті салмағы $\gamma = 0,588 \text{ г/см}^3$ тең бензинде «жеңілбалқығыш» фракциясы меншікті салмағы $\gamma = 0,646 \text{ г/см}^3$ тең керосинге қарағанда айтарлықтай ерігіш екендігі анықталды



3-Сурет. Парафиннің ерігіштігінің нәтижелері

Ал алкандарда (сұйық парафинді көмірсутектерде) және нафтендерде парафин ароматты көмірсутектерге қарағанда жақсы ериді. Егер парафинизациялауды қатты мұнайдың белгілі-бір мөлшерімен байланыстырса, онда бұл мөлшердің мұнайдың температурасын өзгерткенде қалай өзгертіндігін анықтауға болады және осы сұрақты зерттеу жұмыстарын келесі жұмыстарда жүргіземіз.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Кенжетаев, Г.Ж. Исследование растворимости выпадение парафина из СНО / Г.Ж. Кенжетаев, Б.С.Сулейменова, Н.Ш. Джаналиева // Наука 21 века: Новый подход: сб.мат.Международ. науч.-практ. конф.–Санкт-Петербург: НИЦ «Открытие», –2015. –С. 230-236.

ГОСТ 11851-85. Нефть. Метод определения парафина. (с изменениями №1,2, ИУС №7-88, 9-90). –Москва: Изд-во стандартов, –1986. –52с.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ИССЛЕДУЕМОЙ НЕФТИ

Туркменбаева М. Б., Сайынова Р.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова

Аннотация. В данной статье приведены результаты исследований водонефтяных эмульсий тяжелой и высоковязкой нефти. Основное внимание уделяется физико-химической характеристике нефти, методам разрушения водонефтяной эмульсии с применением различных деэмульгаторов и нагрева смеси, определению оптимальных параметров технологического режима процесса глубокого обезвоживания нефти, а также рассмотрена вся технологическая цепочка движения высоковязкой нефти, начиная от устья скважины до централизованного пункта сбора.

Ключевые слова: нефть, деэмульгатор, определение эффективности реагентов, деэмульгирующая способность, отстойник.

Введение. При добыче и транспорте нефти, в связи со значительным обводнением месторождения, все чаще приходится иметь дело не с чистым углеводородным сырьем, а его смесью с водой, обычно в виде эмульсий, вязкость которых может сильно меняться в технологическом процессе, среди которых нефти с неньютоновским поведением. Неньютоновская зависимость вязкости от скорости течения накладывает определенные требования к системам сбора и подготовки таких нефтей. В связи с этим актуальными являются анализ и разработка технологии подготовки тяжелых высоковязких нефтей [1].

В данной работе приводятся результаты лабораторных исследований по определению 4-х образцов деэмульгаторов при 6-х значениях удельного расхода и 3-х значениях температуры. Исследуемая проба - нефтяная эмульсия, содержание воды - 15,2 %. Лабораторные исследования эффективности деэмульгатора проводились в соответствии с СТ АО 970940000588-03-2010 «Проведение лабораторных работ по определению эффективности реагентов-деэмульгаторов». В комплекс исследований включено следующее: подготовка исходной пробы нефтяной эмульсии к исследованиям; предварительные исследования (определение содержания воды в нефтяной эмульсии по ГОСТ 2477-65 (Дина-Старка) [2]; определение эффективности образца в широком диапазоне удельных расходов (50, 100, 150, 200, 250, 300, 400, 500 г/т). Испытания проводились при температурах - 40 °С, 70 °С и 90 °С.

Методика определения эффективности реагента - деэмульгатора заключается в следующем: в отобранной пробе нефтяной эмульсии отделяется свободная вода. После отделения свободной воды всю пробу нефтяной эмульсии для достижения гомогенизации перемешивают путем интенсивного встряхивания не менее 200 раз (нефтяная эмульсия тяжелых, вязких нефтей предварительно подогревается в водяной бане до температуры 35-40°С). Из пробы нефтяной эмульсии отбирают образец (от 10 до 100 мл) для определения содержания воды в нефти по методу Дина-Старка (ГОСТ 2477). Остальная часть нефтяной эмульсии снова перемешивается и переносится в специализированные отстойники объемом 100 мл каждый. Далее, в отстойники с нефтяной эмульсией с помощью дозировочного шприца вводится испытуемый деэмульгатор с заданным удельным расходом. В качестве контрольной пробы в один

отстойник с нефтяной эмульсией деэмульгатор не добавляется. Все отстойники встряхиваются вручную и помещаются в баню для отстаивания при заданных температурах. Время эксперимента составляет 2 и 4 часа. [3].

Исследования по тестированию испытуемых образцов деэмульгаторов проводились в широком диапазоне удельных расходов 50 г/т, 100 г/т, 150 г/т, 200 г/т, 250 г/т, 300 г/т, 400 г/т, 500 г/т. Температура процессов 40°C, 70°C и 90°C. Все лабораторные исследования проводились на одной и той же пробе нефтяной эмульсии (проба отобрана в точке до подачи какого-либо промышленного реагента).

В ходе исследований была определена сравнительная деэмульгирующая способность предоставленных образцов деэмульгаторов. Результаты лабораторных исследований деэмульгаторов представлены в графиках 1-10.

Особенность данного исследования заключается в том, что метод позволяет оценить не только возможности деэмульгатора с точки зрения обезвоживания нефти, но и химическую совместимость компонентов, количество добавки деэмульгаторов при соответствующих концентрациях, а также подходящую последовательность ввода.



График 1- Деэмульгаторы при 40 °C и удельном расходе 150г/т.

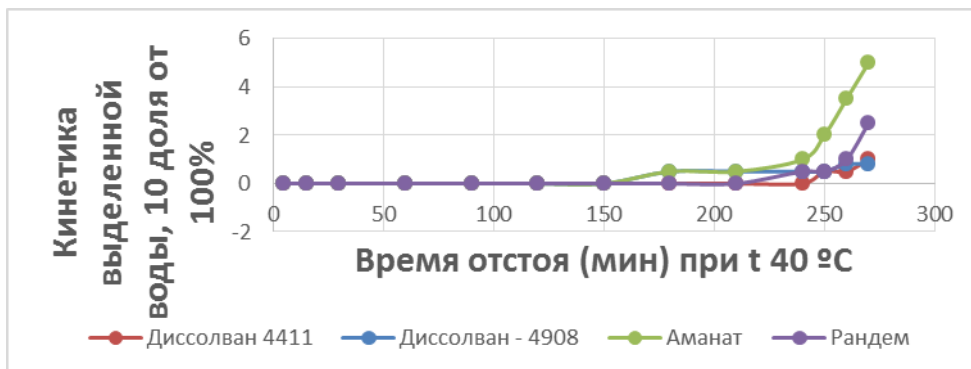


График 2- Деэмульгаторы при 40 °C и удельном расходе 200г/т.

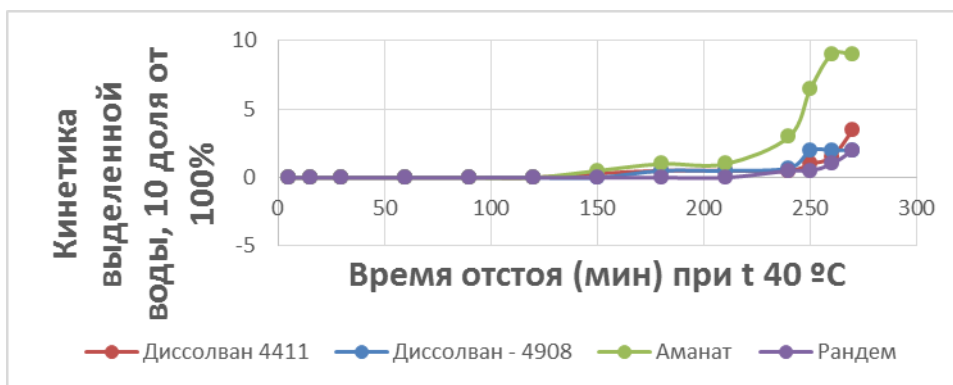


График 3- Деэмульгаторы при 40 °C и удельном расходе 250г/т.

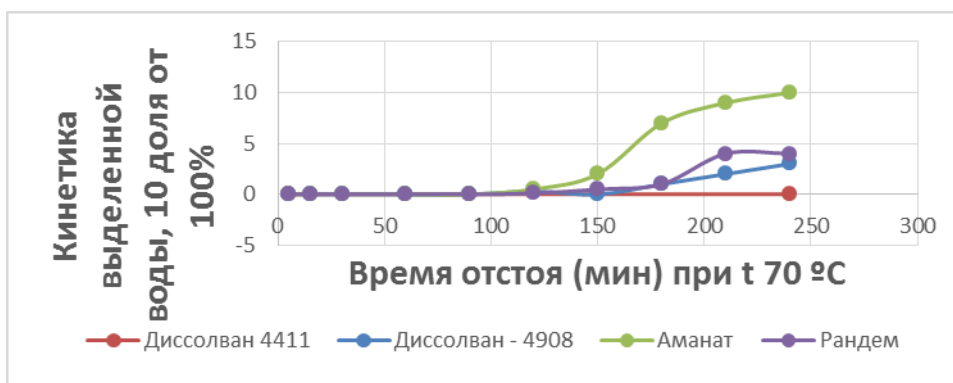


График 4- Деэмульгаторы при 70 °C и удельном расходе 250г/т.

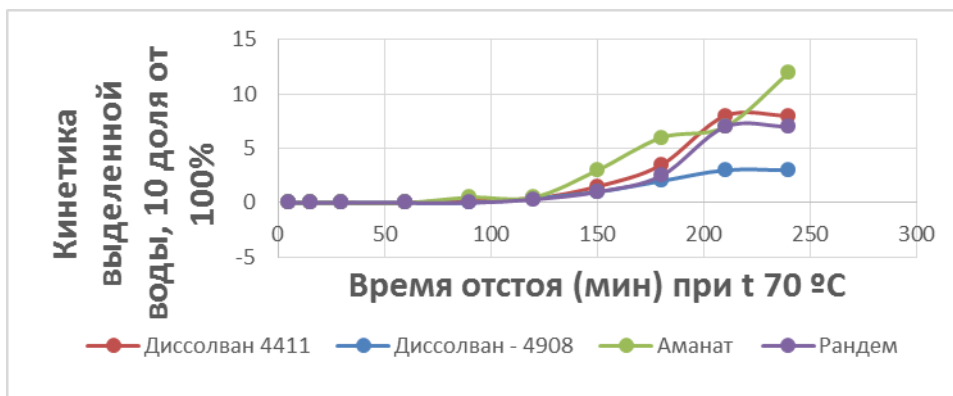


График 5- Деэмульгаторы при 70 °C и удельном расходе 300г/т.

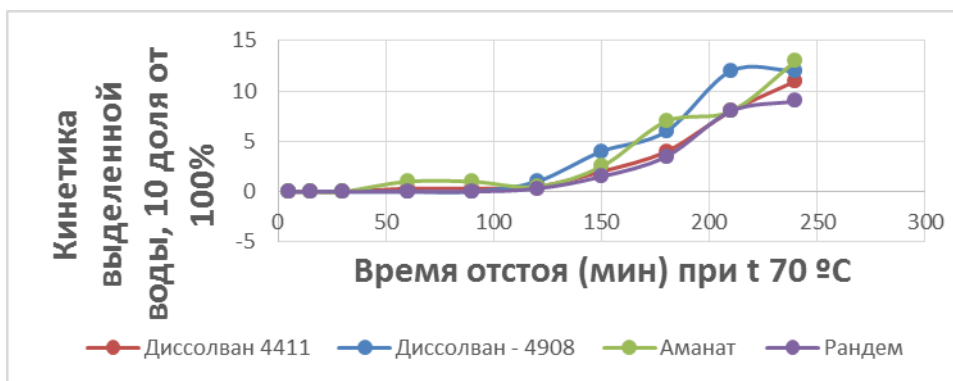


График 6-Деэмульгаторы при 70 °C и удельном расходе 400г/т.

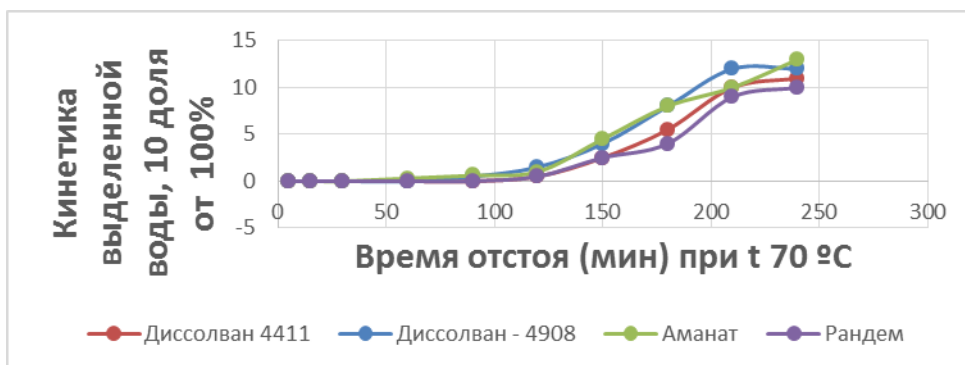


График 7- Деэмульгаторы при 70 °C и удельном расходе 500г/т.

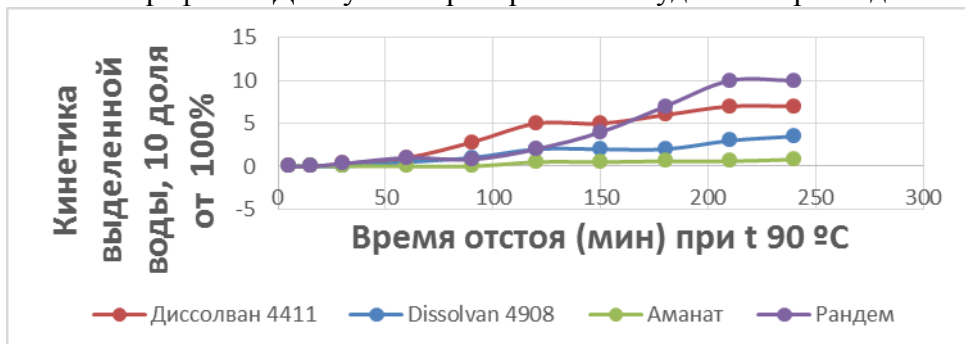


График 8- Деэмульгаторы при 90 °C и удельном расходе 300г/т.

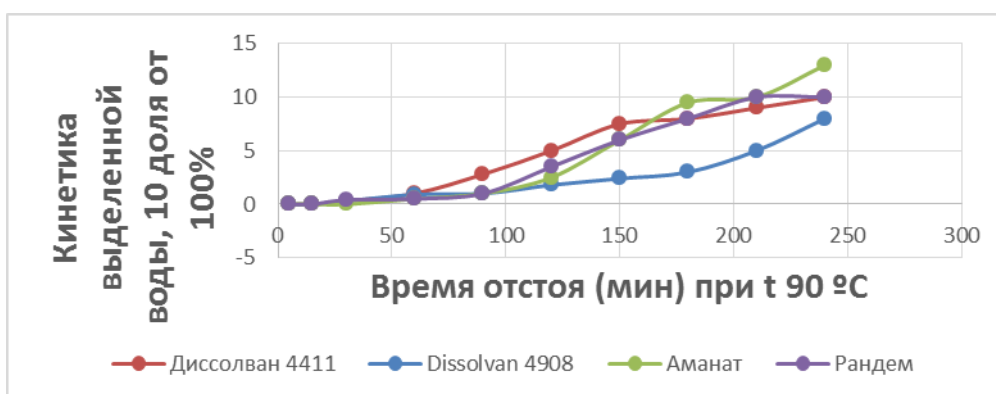


График 9- Деэмульгаторы при 90 °C и удельном расходе 400г/т.

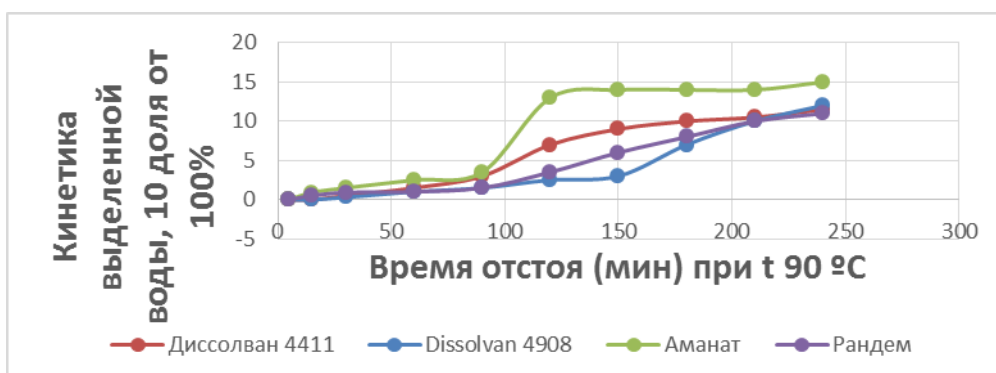


График 10- Деэмульгаторы при 90 °C и удельном расходе 500г/т.

Анализ полученных данных показал, что по результатам исследований с моделированием процесса по своей деэмульгирующей способности наиболее эффективным является деэмульгатор отечественного производства «Аманат», в

присутствии которого выделилось 100 % воды (при температуре 90 °С), при удельном расходе 500 г/т. При температуре 40°С не один из реагентов деэмульгаторов результатов не дал.

ЛИТЕРАТУРА

1. Виноградов В.М., Винокуров В.А. Образование, свойства и методы разрушения нефтяных эмульсий. -М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007, 31 с.
2. ГОСТ 2477-65 «Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды». Измененная редакция, Изм. № 3. 1965.
3. СТ РК 1347-2005 «Нефть. Общие технические условия». 2005.

УДК 547.583.5 (045)

СИНТЕЗ И КОМПЛЕКСООБРАЗУЮЩИЕ СВОЙСТВА КОМПЛЕКСОНОВ НА ОСНОВЕ *n*-КРЕЗОЛА

Туркменбаева М. Б., Нурлыбай Л.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга имени Ш.
Есенова

Аннотация. В настоящей статье приведены результаты синтеза комплексонов на основе *n*- крезола по реакции Манниха. Исследованы кислотно-основные и комплексообразующие свойства синтезированных соединений по отношению к ионам переходных металлов. Полученные физико-химические характеристики процессов диссоциации комплексонов и их комплексообразования позволили выявить некоторые возможности применения новых лигандов оксиарильного ряда в науке и технике.

Ключевые слова: реакция Манниха, комплексоны, *n*- крезол, дицианэтиламин, комплексообразующие свойства, метод потенциометрического титрования.

Введение. Ранее [1] авторами были описаны свойства фенол-2-метилениминодипропионовой кислоты и показано, что этот комплексон образует прочные хелаты с рядом катионов, причем фенольный гидроксил выступает в качестве координационного партнера как в депротонированной, так и в протонированной формах. Нам казалось интересным синтезировать и изучить комплексон на основе *n*-крезола и дицианэтиламина, расшифровать механизм диссоциации подобных соединений, выяснить влияние введения в молекулу комплексона метиленового мостика между бензольным кольцом и иминодипропионатной группировкой на прочность образуемых комплексов. Он представляет интерес не только как самостоятельных хелант, но и как фрагмент большего числа комплексонов-индикаторов, таких как фталеин-комплексон, ксиленоловый оранжевый, метилтимоловый синий, флуорексон и другие. Исследование процессов диссоциации и комплексообразования на примере подобного модельного изучить в дальнейшем и эти сложные комплексоны. Синтез комплексона осуществлялся нами по реакции Манниха взаимодействием *n*- крезола, дицианэтиламина и формальдегида в кислой среде. Положение входящей иминодипропионатной группы однозначного определяется наличием в исходном феноле метильного заместителя. Выход комплексона составляет 45% в расчете на *n*- крезол.

Методы исследования. Исследование диссоциации и комплексообразующих свойств комплексона проводилось методами потенциометрического и высокочастотного титрования, ИК- спектроскопии.

Потенциометрическим методом из уравнение материального баланса и электронейтральности определены значения констант диссоциации: $pK_1=2,46$; $pK_2=8,30$; $pK_3=11,04$. Для выяснения строения анионных форм комплексона были изучены ИК- спектры водных растворов ее моно- (NaH_2L) , ди- (Na_2HL) и тринатриевой солей (Na_3L) .

Наличие в спектре поглощения NaH_2L плеча в области 1360см^{-1} обусловлено [3] участием деформационных колебания связи N^+-H свидетельствует о цвиттерионных строение аниона H_2L действие полосы 1360см^{-1} в спектре поглощения Na_2HL указывает на тот факт, что при переходе от формы H_2L^- к HL^{2-} оттитровывается бетаиновый протон. Полосы 1259 и 1501 см^{-1} в спектре поглощения Na_2HL можно отнести соответственно за счет валентных колебаний связи CO (O - кислород фенольного гидроксила) в валентные плоскостные колебания ароматического кольца. Сдвиг полосы 1259 см^{-1} к 1279 см^{-1} в спектре Na_3L является характерным признаком образование фенолята, т.е. при переходе от формы HL^{2-} к L^{3-} диссоциирует протон фенольной окси группы. Таким образом, по нашему мнению, pK_1 соответствует диссоциации протон карбоксила, pK_2 - от диссоциации бетаинового протона, pK_3 - диссоциации оксигруппы.

По результатам потенциометрического титрования комплексона щелочью в присутствии катионов различных металлов, в случае щелочноземельных металлов наблюдается образование в основном нормальных комплексонов; для большинства переходных характерны комплексы MHL и ML ; для Fe^{3+} - ML $ML(OH)$; MH_2L MHL , ML и $ML(OH)$. Анализ кривых потенциометрического титрования с различным соотношением металл: лиганд и данные высокочастотного титрования свидетельствуют о том, что во всех случаях образуются комплексы состава 1:1. Константы устойчивости как протонированных MHL -, так и нормальных ML -комплексов вычислены алгебраическим методом по формулам, выведенным из уравнений материального баланса и электронейтральности [3]. Полученные значения приведены в табл.1.

Показывает, что несмотря на некоторое уменьшение основности атома азота в комплексон - $K1$, прочность его комплексов выше на 1-2 порядка. Этот факт подтверждает выдвинутое нами ранее [3] предположение о возможности участия в координации протонированного фенольного кислорода.

Сравнение комплексообразующей способности p -крезол-2- метилениминодипро-пионовой кислоты ($K1$) и фенол-2- метилениминодипропионовой кислоты ($K2$) показывает, что комплексы MHL в первом случае значительно прочнее, что и следовало ожидать, исходя из большей основности атома азота.

Сравнение комплексов состава ML следует учитывать два фактора, действующих в противоположных направлениях: большую основность атома азота в $K1$ с одной стороны, больший размер хелатного цикла металл-азот-кислород фенольного, гидроксила-с другой стороны. Тот факт, что устойчивость нормальных комплексов $K1$ с переходными металлами и редкоземельными элементами на 3-4 порядка выше, чем у $K2$, указывает на доминирующее влияние первого фактора- основности азота, а также на достаточную стабильность шестичленного хелатного, содержащего двойную связь.

Таблица - 1 Обратные логарифмы констант диссоциации комплексонов и логарифмы констант устойчивости комплексов

Катион	K1 pK ₁ 2,46; pK ₂ 8,30; pK ₃ 11,04;		K2 pK ₁ 3,20; pK ₂ 5,22; pK ₃ 11,06;		Катион	K1 pK ₁ 2,46; pK ₂ 8,30; pK ₃ 11,04;		K2 pK ₁ 3,20; pK ₂ 5,22; pK ₃ 11,06	
	MHL	ML	MHL	ML		MHL	ML	MHL	ML
Ca ²⁺	-	6,08	-	6,02	Cu ²⁺	10,34	14,52	4,83	11,44
Mg ²⁺	-	6,72	-	6,79	Fe ³⁺	-	17,61	-	15,40
Sr ²⁺	-	6,50	-	4,60	La ³⁺	8,10	12,61	-	11,20
Ba ²⁺	-	6,40	-	4,31	Nd ³⁺	8,15	12,70	-	11,20
Mn ²⁺	-	9,00	-	7,82	Pr ³⁺	-	-	-	-
Cd ²⁺	7,17	11,06	3,22	7,56	Sm ³⁺	8,30	12,84	-	12,60
Co ²⁺	7,71	12,65	4,60	11,00	Tb ³⁺	8,37	12,90	-	-
Ni ²⁺	8,74	12,78	4,44	10,74	Gd ³⁺	-	-	-	12,00
Zn ²⁺	8,05	13,10	3,95	9,77	Er ³⁺	8,48	13,00	-	12,50
Pb ²⁺	-	-	-	-	Ho ³⁺	8,52	13,10	-	-

Экспериментальная часть. *п-крезол-2- метилениминодипропионовая кислота.* К смеси п-крезола и ДЦЭА в 12 мл воды помещают в трехгорлую колбу, снабженную обратным холодильником, механической мешалкой и капельной воронкой, и при температуре 10⁰ прикапывают при размешивании 6,46 мл (0,088 мол.) 37% водного раствора формальдегида. Реакционную массу выдерживают в течение 1 часа при комнатной температуре и в течение 2 часа при температуре 60-70⁰, затем подкисляют конц. HCl до pH 2 и отгоняют воду досуха в вакууме при температуре 60-70⁰. Остаток в колбе нагревают с водой при температуре 40⁰ С до перехода его из маслообразного в порошкообразный продукт, который отфильтровывают и тщательно промывают большим количеством горячей воды.

Выводы. Выход комплексона 10,00 г (45,8%; считая на п-крезол):

Найдено %: С 56,59; Н 6,02; N 5,72; C₁₅N₁₅NO₅.

Вычислено %: С 56,91; Н 5,96; N 5,53.

Потенциометрическое и высокочастотное титрования проводилась так же, как описано в [1]. ИК- спектры сняты на инфракрасном спектрофотометре UR-10 в кюветах из монокристаллического кремния с толщиной рабочего слоя 30μ. Концентрация исследуемых растворов 0,2М. Кювета сравнения заполнялась дистиллированной водой.

ЛИТЕРАТУРА

- 1.Токмурзин К. Х., Туркменбаева М. Б. Разработка способов получения комплексонов фенольного ряда.// Тезисы докладов на Межд. научно- техн.конф.- Актау,1996. -С.211.
2. Л.Беллами. Инфракрасные спектры сложных молекул. ИЛ: 1963. – С. 97-137.
3. Токмурзин К. Х., Дандыбаев Ж. Б., Туркменбаева М. Б. В, В –дицианэтиламин в качестве аминного компонента в реакции аминометилирования фенолов// Изв. МН-АН РК Серия химич. - 1997, № 3. - С.39-42.

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ СТОЧНЫХ ВОД ОТСТОЙНИКА СТОЧНЫХ ВОД КОС ГОРОДА ЖАНАОЗЕН

Кенжетаев Г.Ж., Сырлыбекқызы С., Баймукашева Ш.Х.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
им. Ш. Есенова

Аннотация. Весной 2019 были проведены исследования на канализационных очистных сооружениях (КОС) города Жанаозен, в частности на отстойнике сточных вод, примыкающем к территории очистных сооружений. Был произведен отбор проб сточной воды отстойника. Химический анализ проб сточных вод отстойника КОС Г. Жанаозен, выполнен в аккредитованной лаборатории РГП на ПХВ «Национальный центр экспертизы». Получены показатели в виде хлоридов, сульфатов, нитратов, нитритов, фенолов, фосфатов и нефтепродуктов. Вместе с этим в сточных водах обнаружены дафнии *Daphnia magna*. В статье приводится выживаемость дафнии в отстойнике КОС в зависимости от концентрации хлорид-ионов, нитратов и нитритов.

Ключевые слова: Жанаозен. Канализация. Очистные сооружения. Сточные воды. Пруд-отстойник. Атмосферный воздух. Вредные вещества. Источник загрязнения.

Введение. Известно, что каждый город, в частности г. Жанаозен Мангистауской области и расположенные в нем промышленные предприятия имеют комплекс подземных самотечных трубопроводов, очистных сооружений, с помощью которых осуществляется отвод использованных и отработанных вод, с последующей очисткой и обеззараживанием, обработкой этих сточных вод, а также обезвреживанием образующихся при этом осадков с одновременной утилизацией ценных веществ.

Эти комплексы являются системами водоотведения города и предприятий.

В состав таких систем водоотведения входят канализационные очистные сооружения (КОС). Сточные воды образуются при использовании природной, подземной или водопроводной воды для бытовых целей и разных технологических процессов как производственных, так промышленных предприятий. К сточным водам относятся также атмосферные осадки – дождевые и талые воды, выпадающие на территориях городов, населенных мест и промышленных предприятий [2].

В системе канализационных очистных сооружений г. Жанаозен, имеется пруд-отстойники-испаритель (отстойник), представляющий собою заглубленную до 5 метров земляную площадную емкость, в которую сбрасываются предварительно очищенные сточные воды, различной степени загрязненности.

В этот отстойник сбрасываются сточные воды, загрязненные нефтепродуктами, а также с автомоек, автобаз и других предприятий сервиса города Жанаозен. В этом рассматриваемом отстойнике сточных вод, одновременно происходят процессы самоочищения, которые аналогичны процессам естественной аэрации в биологических прудах и вместе с этим в отстойнике проявляется дополнительное осветление воды. Необходимо отметить, что основной проблемой, является то, что этот отстойник сточных вод является источником загрязнения атмосферного воздуха вредными веществами. Исследованиями установлено, что особенно в летнее время, в среднем с поверхности испарения отстойника выделяются углеводороды, что свидетельствует о сбросе в него загрязненных нефтью и нефтепродуктами вод [1]. В этой связи работы,

направленные на исследования по оценке степени влияния отстойника на компоненты природной среды, являются своевременными и обуславливают актуальность темы.

Методы исследования. Химический анализ проб сточных вод отстойника КОС г. Жанаозен, выполнялся в аккредитованной лаборатории РГП на ПХВ «Национальный центр экспертизы» областного управления санитарно-эпидемиологической станции (СЭС) г. Актау. Определялись показатели в виде хлоридов, сульфатов, нитратов, нитритов, фенолов, фосфатов и нефтепродуктов. Также использованы методы геоинформационных технологий (ГИТ), для создания и корректировки карт-схем.

Результаты исследований и обсуждение. Результатами химических анализов, в условиях лаборатории, «Национальный центр экспертизы» установлены показатели в виде хлоридов, сульфатов, нитратов, нитритов, фенолов, фосфатов и нефтепродуктов приведенные в таблице 1. Было отобрано 4 пробы сточных вод в отстойнике в точках 1, 2, 3 и 4 (рис. 1). На рисунке 1, приведена карта-схема отстойника КОС г. Жанаозен.

Таблица 1 - Результаты химического анализа вод в отстойнике КОС (Жанаозен)

Наименование показателей		Обнаруженная концентрация	Нормативные показатели	НД на методы исследования
рН		7,50		ГОСТ 26449.1-85
Железо общее мг/куб.дм		5,76		ГОСТ 4011-72
Окисляемость перманганатная мг/куб.дм		0,78		ГОСТ 26449.1-85
Сухой остаток мг/куб.дм		2783,3		ГОСТ 18164-72
Общая жесткость ммоль/куб.дм		3,5		ГОСТ 31954-2012
Кальций мг/куб.дм		179,8		ГОСТ 26449.1-85
Хлорид-ионы мг/куб.дм		596,4		ГОСТ 4245-72
Сульфаты мг/куб.дм		290,4		ГОСТ 31940-2013
Азот	Аммиака мг/куб.дм	6,08		ГОСТ 33045-2014
	Нитритов мг/куб.дм	0,22		ГОСТ 33045-2014
	Нитратов мг/куб.дм	1,21		ГОСТ 33045-2014
Нефтепродукты		0,01		МУК 4.1.1262-2003
СПАВ мг/куб.дм		0,03		РК ГОСТ Р 51211-203
Фенолы мг/куб.дм		н/о		ПНД Ф 14.1:2:4.182-
Фосфаты мг/куб.дм		3,05		ГОСТ 26449.1-85



Рисунок 1 – Карта-схема КОС г. Жанаозен и отстойника сточных вод
(выполнена в среде Google)

Как видно из таблицы 1, анализ проб сточной воды, выполнен с использованием соответствующих нормативных документов (НД) в виде ГОСТ.

Если возьмем pH, то согласно ГОСТ 26449.1-85 известно, что при pH=7,50 сточная вода в отстойнике слабощелочная. Вместе с этим необходимо отметить, что от величины pH может изменяться степень коррозионной агрессивности воды, а также токсичность загрязняющих и вредных веществ. Концентрация железа в отстойнике составила 5,76 мг/куб. дм, что незначительно превышает ПДК [3]. Сухой остаток составляет 2783,3 мг/куб.дм. Окисляемость перманганатная- высокая, как результат высокой концентрации железа. Зафиксировано наличие в сточной воде отстойника нефтепродуктов (0,01). Синтетические поверхностно активные вещества (СПАВ) в пределах, не превышающих ПДК (0,03 мг/куб. дм). Концентрация фосфатов незначительно превышают ПДК. Фенолы не обнаружены. Концентрация хлоридов высокая, превышает ПДК.

Вместе с этим в воде отстойника обнаружены дафнии *Daphniamagna* (рис. 2).

Установлено, что, в период исследований, то есть в зимний период при концентрации 596,4 мг/дм³ хлорид-ионов в пробе воды показатель «выживаемость» *Daphniamagna* снижается на 35%, при превышении ПДК по хлорид-иону в 1,5 раза выживаемость этих ракообразных снижается на 46%. При этом плодовитость этого вида *Daphniamagna* при выявлении этого поллютанта колеблется от 6,1 до 7,4 экз./самку.

Вместе с этим в этот зимний период, когда наблюдается снижение концентрации аммиака по отношению к ПДК, выживаемость рачков *Daphniamagna* при наличии этого поллютанта, практически не меняется. В тех же условиях среды динамика плодовитости численность вида *Daphniamagna* меняется в незначительных пределах 6,45 экз./самку.

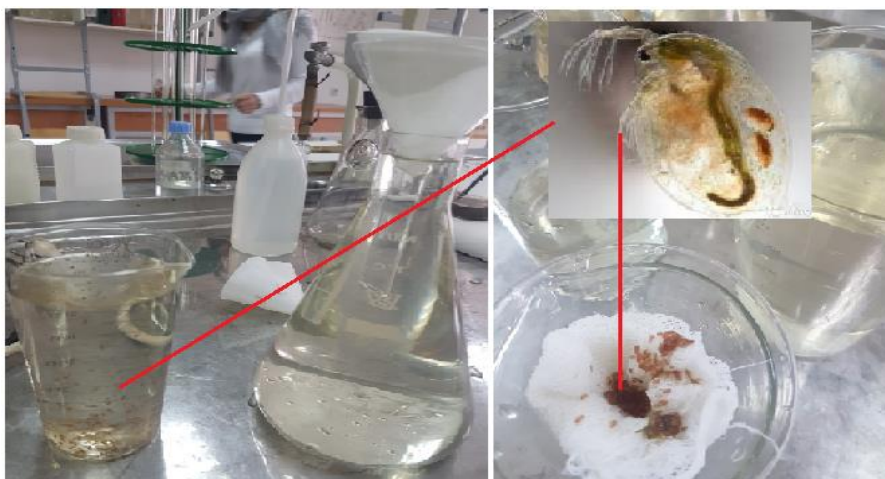


Рисунок 2 - *Daphniamagna* в пробах сточной воды отстойника КОС г. Жанаозен

Выводы. Химический анализ проб сточных вод отстойника КОС Г. Жанаозен, выполнен в аккредитованной лаборатории РГП на ПХВ «Национальный центр экспертизы», позволил получить показатели в виде хлоридов, сульфатов, нитратов, нитритов, фенолов, фосфатов и нефтепродуктов. Окисляемость перманганатная - высокая, как результат высокой концентрации железа. Зафиксировано наличие в сточной воде отстойника нефтепродуктов (0,01). Концентрация хлоридов высокая, превышает ПДК. Установлено, что зимний период, когда наблюдается снижение

концентрации аммиака по отношению к ПДК, выживаемость рачков *Daphniamagna* при наличии этого поллютанта, практически не меняется, тогда как их «выживаемость» при высокой концентрации хлорид-ионов на 35%.

ЛИТЕРАТУРА

1. Биологическая очистка производственных сточных вод. Процессы, аппараты и сооружения / С.В. Яковлев, И.В. Скирдов, В.Н. Швецов и др. – М.: Стройиздат, 1985. – 208 с.
2. Исследования по обезвоживанию осадков природных и сточных вод с применением флокулянтов / Л. И. Соколов, Е. А. Лебедева, Д. А. Павликов / Экология и промышленность России. — 2010. № 6. С. 24–27 с.
3. Очистка производственных сточных вод от загрязняющих примесей / В. В. Буренин / Безопасность жизнедеятельности. 2010. - № 2. - 15–20с.

УДК 504.06

ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И ДОБЫЧЕ НЕФТИ

Мустапаева Г.Т., Нурлыбай Л.Н.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова

Аннотация. В настоящее время загрязнения окружающей природной среды (ОПС) при бурении скважин и добыче нефти приводит к экономическому ущербу. Методы снижения и ликвидации загрязнения почв и техногенных грунтов нефтью и нефтепродуктами. Наиболее реальным способом ликвидации загрязнения почв и грунтов нефтью является их обезвреживание с последующей засыпкой в котлованах.

Ключевые слова: Почва, поверхностные и подземные воды, грунт, обезвреживание, нефтешламы.

Введение. Загрязнения окружающей природной среды (ОПС) при бурении скважин и добыче нефти приводит к экономическому ущербу, заключающемуся в изъятии из сельскохозяйственного пользования и деградации земель, негативном изменении морфологии и геохимии почв, почвенной биоты, нарушении развития растений, ухудшении качества подземных вод. Особую актуальность приобретает проблема защиты ОПС при добыче, транспортировки и хранении нефти.

На почву (наиболее опасный загрязнитель – нефтепродукты) в наибольшей степени отрицательно действуют следующие группы объектов (указаны в порядке приоритета);

земляные амбары – накопители нефтеотходов (практически все) путем постоянной фильтрации нефтепродуктов в почву;

добывающие насосные скважины за счет постоянной микроутечки нефтепродуктов с последующей их фильтрацией в почву за пределы отведенной территории;

трубопроводная сеть системы нефтегазосбора (практически всех месторождений) путем периодического разлива нефтепродуктов в результате аварии последующей их фильтрации в почву. [2]

На поверхностные и подземные воды (наиболее опасный загрязнитель – нефтепродукты) из всех технологических объектов в наибольшей степени

отрицательно влияют амбары-накопители нефтеотходов путем поступления нефтепродуктов в грунтовые и поверхностные воды.

На воздух населенных мест (наиболее опасные загрязнители NO_2 , сажа, СО и углеводороды) в наибольшей степени отрицательно действуют следующие группы объектов (равнозначно):

огневые объекты (печи, факельные хозяйства), в результате горения в воздух поступают NO_2 с превышением ПДК и сажа;

резервуары товарной нефти – за счет периодического поступления в воздух газообразных углеводородов через дыхательную арматуру.

Таким образом, отрицательному воздействию в наибольшей степени подвергается почва, затем (равнозначно) поверхностные и подземные воды, а также воздух населенных мест.

Методы снижения и ликвидации загрязнения почв и техногенных грунтов нефтью и нефтепродуктами можно классифицировать следующим образом:

механические: засыпка незагрязненным грунтом, вывоз в отвалы;

физико- химические: использование в качестве добавок при производстве стройматериалов, обезвреживание;

агротехнические: вспашка, рыхление, внесение минеральных удобрений, поддержание оптимальных условий биоразложения, посев многолетних трав;

микробиологические: обработка препаратами нефтеокисляющих бактерий.

Засыпка нефтезагрязненных участков грунтом или вывоз загрязненных почв в отвалы применяют в тех случаях, когда нет возможности использовать другие методы. Микробиологические методы применяют, если загрязнен поверхностный слой почвы, при этом одновременно можно вносить минеральные удобрения и рыхлить его. Окончательная стадия рекультивации загрязненных участков- посев семян многолетних трав.

Реальным способом ликвидации загрязнения почв и грунтов нефтью является их обезвреживание с последующей засыпкой в котлованах. Способ обезвреживания нефтесодержащих отработанных буровых растворов можно применять также и для обезвреживания почв. В этом случае происходит смешивание обрабатываемой среды с сорбентом (гидролизным лигнином) и негашеной известью. Затем полученная смесь выдерживается до получения кускового или порошкообразного материала. Сорбент при этом адсорбирует нефтепродукты, а негашеная известь консолидирует частицы загрязненной почвы вместе с сорбентом и нефтепродуктами. Как показали натуральные исследования, после проведения обезвреживания и захоронения полученной смеси содержание нефтепродуктов в грунтовых водах было незначительным (0,1-0,2 мг/л).

Самостоятельную проблему представляет обезвреживание и утилизация нефтесодержащих отходов. Значительную часть жидких нефтесодержащих отходов можно регенерировать с получением нефтепродуктов и возвратом их производственный цикл. Нерегенерируемые отходы или нефтешламы (продукты зачистки резервуаров хранения нефтепродуктов, отстой из локальных систем очистки вод, образующихся при промывке механизмов и деталей на ремонтных предприятиях, отходы реагентной обработки нефтесодержащих сточных вод, сильно загрязненные механическими примесями и содержащие значительное количество воды) можно утилизировать следующими способами:

1) механические: засыпка грунтом, вывоз в отвалы;

2) физико-химические: использование в качестве добавок при производстве стройматериалов и дорожных покрытиях, обезвреживание;

3) термические.

При небольших объемах нефтешламов и невозможности сжигания из-за отсутствия специального оборудования их обезвреживают путем добавления связующих и захоронения полученных в результате отверждения продуктов. В частности, было предложено использовать описанный выше способ обработки почв сорбентом и смешения с негашеной известью для обезвреживания нефтесодержащих осадков локальных очистных сооружений на предприятиях по ремонту сельхозтехники.

Нефтешламы являются ограниченно горючими веществами, их сжигание в специальных печах может быть реализовано только при привлечении дополнительного количества топлива. Это рентабельно лишь при значительных объемах шламов и если они постоянно образуются на предприятии, например на нефтеперерабатывающих заводах. Строительство и эксплуатация таких печей экономически нецелесообразно в регионе, где такие заводы отсутствуют, ввиду периодичности образования отходов (при плановой зачистки резервуаров хранения нефтепродуктов и удалении осадков локальной очистки вод), значительного расхода дополнительного топлива, необходимого для поддержания процесса горения, и высокой стоимости таких печей, сравнимой со стоимостью промышленных котлоагрегатов. [3]

Все приведенные разработки можно использовать как для ликвидации нефтезагрязнений водной среды и почв, так и для утилизации нефтесодержащих отходов. Одновременно можно частично утилизировать отходы гидролизного и сульфатно-целлюлозного производства, так как из них получают сорбент, и собиратель пленочной нефти или добавляют их в качестве дополнительного топлива при сжигании нефтешлама.

ЛИТЕРАТУРА

1. Соколов В.Н. – Журнал прикладной химии, 1986, т. 59, № 9, с. 1949-1955.
2. Гунякова Л.Н. Утилизация отработанного активного ила. Деп. № 430, ХН-Д83. Черкассы, Отд. НИИТЭхим, 1983. - 10с.
3. Фрязинов В.В., Брондз Б.И., Купцов А.В. и др. Сжигание нефтешламов и активных илов на НПЗ. Серия «Охрана окружающей среды». ЦНИИТЭнефтехим, 1985. -71с.

УДК 504.054

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ПОЧВ И СТЕПЕНИ ИХ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЯЖЕЛЫМИ МЕТАЛЛАМИ В РАЙОНЕ МЫСА ПЕСЧАНОГО

Кенжетаев Г.Ж., Койбакова С.Е., Борашева А.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова

Аннотация. Осенью 2018 года в прибрежной зоне Прикаспийского региона, а именно в районе расположения мыса Песчаного были выполнены научные полевые исследования состояния почв. Исследовано 3 пробных площадок (ПП), отобранных с глубин 0-5 и 5-20 см. Спектрофотометром лабораторным НАСНДР-2400 (США) определяли валовое содержание тяжелых металлов (ТМ). В качестве фона была использована почва Каракия-Каракольского заказника. Исследованиями, установлено, содержание ТМ в почвах прибрежной зоны мыса Песчаного в районе паромного комплекса «Курык».

Ключевые слова: Каспий, Мыс Песчаный, почва, тяжелые металлы.

Введение В Мангистауской области 12 августа 2018 года, президенту Республики Казахстан Назарбаеву Н.А., был презентован мультимодальный транспортный хаб - паромный комплекс в порту Курык, расположенный на мысе Песчаный. Расположение порта в естественной бухте полностью подходит для транспортировки широкого спектра различных грузов. Порт включен в сеть международных транспортных коридоров. К порту подведены железнодорожные и автомобильные пути. Пропускная способность - 7 миллионов тонн в год [1].

На территории мыса Песчаного, неоднородность почвенного покрова обусловлена характером рельефа и почвообразующих пород, а также различными условиями биоклиматического формирования почв [2,3].

В районе мыса Песчаного, где построен паромный комплекс и развивается инфраструктура, а также интенсивно ведутся работы по освоению земель под посевы, необходима оценка антропогенного воздействия на природные ландшафты [4]. В этой связи, необходимо уделить внимание исследованию и оценке степени загрязнения почв тяжелыми металлами (ТМ), в связи с малой изученностью мыса Песчаного.

Целью работы является оценка состояния почв различных объектов на мысе Песчаном, а также анализ суммарного загрязнения почв ТМ.

Материалы и методы исследования. Исследуемая прибрежная зона мыса Песчаный, в течение всего четвертичного периода развивалась благодаря абразии, причем регрессивные береговые линии, находящиеся в настоящее время на дне моря, здесь представлены абразивными формами. Большое значение имеет также отсутствие приноса терригенного материала реками. Отмечается широкое развитие абразионных форм (карбонатно-глинистый состав пород). Отмечается широкое развитие абразионных форм (карбонатно-глинистый состав пород). Территория прилегает к двухъярусному Южно-мангышлакскому плато, нарушенной глубокими бессточными впадинами - Карагие (- 132 м), Ашисор (- 33,5 м). Плато сложено ракушечно-оолитовыми миоценовыми и плеоценовыми известняками [5].

При обследовании прибрежной зоны мыса Песчаного, использован маршрутный метод с закладкой 3 пробных площадок, в том числе ПП-Фон.

Паромный комплекс Курык. Пробная площадка ПП-1, заложена в северной части, в 150 метрах от ограждения паромного комплекса и в 500 метрах от моря. Экосистема - плато с преобладанием серополынных сообществ, щебенисто песчаных почвах. Почвенный покров – пески приморские засоленные, с низкими запасами органического вещества. Состояние почв средненарушенное.

Сад. ПП-2 заложена на расстоянии 50 м, от ограждения яблоневого сада, крестьянского хозяйства «Жанбырши». на удалении 8118 метров, от ПП-1, в направлении на запад от паромного комплекса "Курык". Состояние почв средненарушенное, наблюдается механическое нарушение почвенного покрова.

Мыс Песчаный. ПП-3 заложили на расстоянии 3870 метров от ПП-2, на удалении 2000 метров от моря в пределах распространения солончаков приморских остаточных. Район относится к экосистемам морских песчано-ракушечных пляжей. Почва - солончак приморский с обилием ракушек на поверхности, прослойками ракушек в профиле, ржавыми пятнами и уплотнением в средней части профиля.

Состояние почв нарушенное. В основном в результате перевыпасаскота, а также следы нарушения от проезда автотранспорта.

Для исследования почвенных образцов были использованы следующие методы: цвет – по шкале А. Манселла, гранулометрический состав – по Н.А. Качинскому, гумус (окисление почвы дихроматом калия) – по И.В. Тюрину, азот общий – по Й. Кьельдалю, фосфор валовый – для карбонатных почв – по Б.Г. Мачигину. Натрий обменный по Гедройцу. Магний обменный и кальций обменный - по Друино-Гале.

Общепринятыми методами определяли объемную массу, плотность твердой фазы, гидролитическую кислотность, сумму поглощенных оснований. Определение количества гумуса в почве выполняли по И.В. Тюрину в модификации Б.А. Никитина [3].

Физико-химические свойства изученных почв приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Физико-химические свойства почв пробных площадок

Физико-химические характеристики почв на пробных площадках	Пробные площадки		
	ПП-1	ПП-2	ПП-3
Гумус, (%)	0,29-0,51	0,43-1,07	0,21-0,49
Азот общий, (%)	0,08-0,13	0,09-0,16	0,03-0,15
Фосфор (валовый), мг/кг	697-871	958-1059	589-937
Карбонаты, (%)	1,6-9,17	2,31-7,38	2,9-9,25
Емкость обмена, мг-экв/100 г. почвы	7,33-21,6	8,15-22,5	6,59-20,7
Обменный кальций, мг-экв/100 г. почвы	13,4-35,7	12,7-29,5	12,8-33,6
Обменный магний, мг-экв/100 г. почвы	65,7-85,3	66,3-87,2	59,2-84,9
Обменный натрий, мг-экв/100 г. почвы	1,85-6,37	2,09-5,71	2,01-5,97
Сумма солей	0,08-6,23	0,06-5,71	0,09-6,11
pH	6,9-7,35	6,85-7,13	7,1-7,36

Пробы почв были отобраны пробоотборником, методом конверта, с глубин 0-5 и 5-20 см. Было изучено более 15 проб, которые отбирались на пробных площадках, указанных выше, различных участках мыса Песчаный.

Выполнялся отбор смешанной пробы. Смешанный образец пробы, состоял из 5 проб почвы, при этом они были взяты "конвертом" из 5 точек. Далее был отобран средний образец весов 300-400 гр.

В лаборатории РГУ "Департамент экологии по Мангистауской области", пробы были подготовлены к анализу спектрофотометром лабораторным НАСНДР-2400 (США) по методике [6], аттестованной РГП «КазИнМетр». Определяли валовое содержание тяжелых металлов Cu, Pb, Cd, Zn, Ni, Cr⁶⁺, Co и мышьяка As в пробах почв пробных площадок ПП.

Результаты исследования.

Полевые исследования выполнены на 3 ПП, в том числе и ПП-Фон. Использованы фоновые значения по данным почвы в районе мыса Песчаный, на границе Каракия-Каракольского государственного природного заказника (таблица 2).

Площадь составляет 137,5 тысяч га, расположен природный заказник на территории Каракиянского района. ПП-Фон с координатами: N43°21'09,06" и E51°37'12,42", заложена на удалении 23 км. от контура всех изученных ПП.

Таблица 2 - Фоновое содержание химических элементов мг/кг

Показатели	Cu	Pb	Cd	Zn	Ni	As	Cr ⁶⁺	Co
Фоновая концентрация на ПП-Фон	10,2	11,7	0,75	19,5	16,4	6,1	0,047	4,1

Всего исследовано 3 ПП, в разных участках мыса Песчаный. Содержание тяжелых металлов и металлоида, а также их коэффициенты концентрации указаны в таблице 3.

Таблица 3- Содержание ТМ и мышьяка (мг/кг) и их концентрация K_c

Глубина отбора проб, см	Cu	Pb	Cd	Zn	Ni	As	Cr ⁺⁶	Co
ПП-1. Район паромного комплекса Курык. Координаты: N43°10'01,90". E51°26'1,17"								
(0-5)	8,94	9,3	0,975	13,06	3,013	21,35	0,117	3,15
(5-20)	7,85	10,4	0,825	13,02	4,01	20,25	0,115	3,01
$K_c(0-5)$	0.87	0.79	1.3	0.66	0.18	3.48	2.48	0.76
$K_c(5-20)$	0.76	0.8	1.1	0.71	0.24	3.31	2.44	0.73
ПП-2. Сад. Крестьянское хозяйство «Жанбырши» Координаты: N43°10'17,38". E51°20'11,81"								
(0-5)	18,36	10,05	0,14	12,14	9,065	12,2	0,429	8,2
(5-20)	17,20	10,01	0,17	11,9	9,063	12,3	0,408	7,8
$K_c(0-5)$	1.8	0.85	0.18	0.62	0.55	2	9.12	2
$K_c(5-20)$	1.6	0.8	0.22	0.61	0.55	2.01	8.68	1.9
ПП-3. Прибрежный район мыса Песчаного. Координаты: N43°09'50,25". E51°17'24,30"								
(0-5)	8,1	8,23	1,2	14,5	4,105	4,89	0,031	4,05
(5-20)	9,3	7,91	1,1	13,9	5,106	5,75	0,027	3,97
$K_c(0-5)$	0.79	0.70	1.6	0.74	0.25	0.8	0.65	0.98
$K_c(5-20)$	0.91	0.67	1.46	0.71	0.31	0.94	0.57	0.96

Анализ содержания ТМ и мышьяка в почвах и их сравнение с фоновыми значениями, выполнены для проб всех ПП (табл. 3). Для меди превышение фонового значения – в пробах ПП-2 (1,7). Медь переносится на большие расстояния с воздухом и водой, и может накапливаться в растениях.

Превышения для мышьяка в пробах всех ПП, от (3,4) на ПП-1, до (1,4) на ПП-3. Его источниками являются гербициды и инсектициды (химические вещества против сорняков и вредных насекомых, соответственно) [6].

Для региона превышение мышьяка носит природный характер.

Для хрома высокое превышение зафиксировано на ПП-1 (2,4), ПП-2 (8,5). Основной источник загрязнения почвы хромом – выхлопы автотранспорта и тракторные техники. В этих районах наблюдается большое количество земель, нарушенных беспорядочным проездом транспорта.

Выявленный Cr⁺⁶ легко мобилизуется в щелочных почвах. Хром входит в состав хлорофилла, придающего листьям растений зеленый цвет.

Превышение кобальта над фоновым значением, обнаружено на участках сада и бахчевых культур на ПП-2. Источники поступления – транспорт, удобрения и пестициды.

Заключение

Исследованиями, установлено, содержание ТМ в почвах прибрежной зоны мыса Песчаного в районе паромного комплекса «Курык».

Наличие мышьяка во всех пробах изученных пробных площадок, с незначительными превышениями фонового значения, носит природный характер. В пробах почв ПП-1 (паромный комплекс), ПП-2 (сад) и ПП-3 (крестьянское хозяйство «Венера») зафиксировано значительное превышение над фоновыми показателями (относительно ПП-Фон) по хрому и мышьяку.

В основном значительные превышения фонового значения носят единичный характер, и зависят от локальных особенностей загрязнения на участках отбора проб.

ЛИТЕРАТУРА

1. Республиканская газета Казправда. <https://www.kazpravda.kz>
2. О состоянии экологической обстановки Мангистауской области и

источниках его загрязнения: Отчет управление природных ресурсов и регулирования природопользования Мангистауской области (УПРиРП). – Актау, 2017. – 62 с.

3. Рачковская, Е.И. и др. К вопросу о зональности растительного покрова пустынь Казахстана и Средней Азии/ Е.И.Рачковская и др // Ботан. журн.—1990. – № 1. – С. 17-26.

4. Алексеенко, В.А. Геохимия окружающей среды: учебное пособие для ВУЗов / В.А. Алексеенко, С.А. Бузмаков, М.С. Панин. – Пермь: Перм. гос. нац. иссл. ун-т, 2013. – 359 с.

5. Kosarev, A. N., Kostianoy A. G. Kara-Bogaz-Gol Bay // The Caspian Sea Environment /eds. A.G.Kostianoy, A. N. Kosarev // Springer, –2005. –Р. 211–221.

6. МВИ 20658-1917-ТОО НПО 001-2018. Методика выполнения измерений. Качество воды и экстракты почв. Измерение показателей состава спектрометром лабораторным «DR-2400». МВИ метрологически аттестована РГП «КазИнМетр».

ӘОЖ 574.526 404

ШАРУАШЫЛЫҚ ҚАЛДЫҚТАРЫН ПАЙДАҒА ЖАРАТУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ

Сулейменова Б.С., Келдібаева Л

Ш.Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар және инжиниринг
университеті

Аңдатпа. Қоршаған ортаға антропогендік әрекеттің әсері жылдан жылға үздіксіз жоғарлауда. Бұл әрекеттің аса жағымсыз нәтижесінде топырақ жүйесіне әр түрлі улы заттар еніп, химиялық, радиациялы қ және т.б. ластаудың түрлері пайда болады. Топырақты ластайтын және қауіптілігі жоғары заттарға мұнай өнімдерінің қалдықтары, ауыр металдар, радиоактивті бөлшектер және т.б. экотоксиканттар жатады. Осы ластағыштардың шығу көздері өндірістік кәсіпорындар, көлік, энергетикалық кешендер, ауылшаруашылық пен көптеген басқа да салалар болып табылады.

Түйінді сөздер: қолайсыз әсерлер, көң, саңғырық, патогенді бактериялар, шаруашылықтардан түзілетін қалдықтар, органикалық заттар

Кіріспе Ірі шаруашылықтардың қоршаған орта жағдайына қосатын қолайсыз әсерлері жеткіліксіз. Оң мындай ірі қара өсіретін шаруашылықтан шығатын қалдықтардың мөлшері 100-150 мың шамасында халқы бар кішігірім қалалардан шығатын қалдықтармен теңдес келеді. Ал жеті тауықтан шығатын қалдықтар көлемі бір адамнан шығатынмен мөлшермен парапар. Орта есеппен 1мың жұмыртқалайтын тауықтан жылына 2 мыңға дейін қатты түрдегі қалдық және 100мың м³ органикалық компоненттермен қаныққан ақаба су шығып отырады. Шошқа өсіретін фермаларға келетін болсақ, 100 мыңдай басы барлар әр сағат сайын ауаға, сасық жағымсыз иісті былай қойғанда, шамамен 1,5 млрд. микроорганизмдер, 160 кг аммиак, 14 кг күкіртті сутек және 25 кг шаңды шығарып отырады. Кәзіргі кезде көптеген шаруашылықтар экологиялық жағдайды сақтаудан гөрі экономикалық қызығушылықты ұстайды. Зиянды қалдықтардың пайдалы тауарлы заттар алуға, адамдар денсаулығына зиян келтіретін үдерістерді жоюға мән берілмейді. Бүкіл дүниежүзілік денсаулық сақтау ұйымының деректері бойынша ауыл шаруашылық қалдықтарының зияндылығы коммуналды – тұрмыстық қалдықтардыкінен он есе зиян екен, себебі олардың құрамында жүзге жуық әртүрлі ауру қоздырғыштары кездесетіні мәлімделген [1,2,3].

Бұрынғы кезде малдар далада жайылғанда экологиялық мәселелер жоқтың қасы еді, себебі малдардан бөлінген сұйық қалдық болсын, қаттысы болсын біраз жерге аз мөлшерде шашыранып табиғи үдерістер циклына қатысып, ыдырап отыратын. Ал кәзіргі шақта оларды бір жерге жинақтап ұстағанда, олардың ыдырауы бәсеңдеп, атмосфералық ауаға ластағыштарды көп мөлшерде шығарып, жұқпалы ауруларды қоздыратын микроағзалардың ошағына айналып отыр.

Түркістан ауданының ауыл шаруашылық саласына қатысты өндірістер 11ауылдық округтерінде және 41селолық тұрғын нүктелердің жекеменшік секторларында дамып келеді. Ауданның жер көлемі 56430 га, тұрғындар саны 202,4 мың төңірегінде.

Кәзіргі шақта әкімшіліктің тізімінде ауыл шаруашылығымен шұғылданатын 13 кәсіпорын және 5600 жеке шаруашылықтар тіркелген. Құс пен шошқа шаруашылықтарына қатысты экологиялық қолайсыз жағдай шешілудің орнына күннен-күнге шиелінісіп келе жатыр. Мысал ретінде ЖШС «Өмірәлі» (Яссы а/о – 1112 бас), ЖШС «Тибет» (Ескі Иқан-1073бас) және құс шаруашылығы кешендерінің маңындағы топырақтың ластануы жоғары деңгейде екенін, яғни нормативтен бірнеше есе асып жатқанын атап кетуге болады. Сонымен қатар жануарлардың бір ықшамды жерде шоғырлануына қарай көң мен саңғырықты тәулік сайын сумен шайып шығарып отырғанда 500-10000 м³ көлемінде органикалық заттармен және алуан түрлі патогенді бактериялармен (сальмонелла, лептоспиралар, туберкулез микобактериаларымен және т.б), гельминтер жұмыртқаларымен ластанған ақаба су шығарылып отырады. Осы жағдайға байланысты ауаны, топырақты, жер асты суларын, адамдарды қорғау мақсатында оларды зиянды түрден зиянсыз түрге немесе жоюға қарсы шараларды жасау үшін кешенді ғылыми жұмыстар қажет. Төменде 1-2 кестелерде. Түркістан ауданының ауыл округтарындағы малдар мен құстардың саны мен шаруашылықтардан түзілетін қалдықтар көлемі келтірілген.

1- Кесте. Түркістан ауданының ауыл округтарындағы малдар мен құстардың саны

№	Ауыл округі	Ірі қара		Қой,ешкі	Жылқы	Түйе	Шошқа	Құстар
		барлығы	сиыр					
1	Бабайқорған	3904	1572	38245	910			6650
2	Жүйнек	4050	1610	26893	507	14		4930
3	Яссы	3252	1316	26496	495	331	1112	1300
4	Қарашық	4223	1579	6830	310	115		4041
5	Жаңа Иқан	4078	1525	33283	671			6370
6	Оранғай	2722	1280	17508	225	9		3500
7	Сауран	1950	656	26500	520	16		1850
8	Ескі Иқан	15367	6450	45178	1300		1073	16100
9	Үшқайық	5785	2164	27080	598	158		3000
10	Шаға	3695	1656	34247	429	124		6388
11	Шорнақ	4342	1586	28850	498	250		6000
12	Жібек жолы	1500	580	16225	180	421		1680
13	Түркістан	9564	4195	26415	261	338	295	20267
	Барлығы:	64301	26169	353750	6904	1776	2485	81936

2 – Кесте. Құс пен мал шаруашылықтарынан шығатын қалдықтар көлемі, т/жылына

№	Ауыл округі	Қалдық шығаратын жануарлар					
		Ірі қара	Қой,ешкі	Жылқы	Түйе	Шошқа	Құстар

1	Бабайқорған	12824,6	6979,7	1660,7	-	-	291,2
2	Жүйнек	13304,2	4907,9	925,2	20,44	-	215,9
3	Яссы	10682,8	4835,5	903,3	483,26	2841,16	56,94
4	Қарашық	13872,5	1246,4	565,7	167,9	-	176,99
5	Жаңа Иқан	13396,2	6074,1	1224,5	-	-	279
6	Оранғай	8941,7	3195,2	410,6	13,14	-	153,3
7	Сауран	6405,7	4836,2	949	23,26	-	81,03
8	Ескі Иқан	50480,5	16489,9	2372,5	-	2741,5	705,18
9	Үшқайық	19003,7	4942,1	1091,3	230,68	-	131,4
10	Шаға	12138	6250,07	782,9	181,04	-	279,79
11	Шорнақ	14263,4	5265,1	908,8	365	-	262,8
12	Жібек жолы	4927,5	2961,06	328,5	614,66	-	73,58
13	Түркістан	31417,7	4820,7	476,3	493,48	752,72	887,7
	Барлығы:	211228,7	64559,4	12599,8	2592,9 6	6349,17	3588,8

Ғалымдардың зерттеу жұмыстарының нәтижесінде көнді зарарсыздандыруға және гумификациялауға бағытталаған. Көң 70% - дан асатын органикалық заттарға бай, байытылған және өте тиімді тыңайтқыш. Оның құрамына өсімдіктерге қажетті барлық негізгі қоректік заттар кіреді.

Тәжірибелік зерттеулер арқылы біз мал және құс шаруашылық қалдықтарының құрамын анықталды. Алынған нәтижелердің мәліметтері 3 - 4 кестелерде келтірілген. Байқалып отырған айырмашылық құстарға беретін қоректік заттарға байланысты деп ойлаймыз. Орта есеппен бір ірі тауықтан жылына 6-7 кг саңғырық шығады.

3 – Кесте. Көң сығындысының химиялық құрамы

Көң шығаратын Жануар түрі	Органик алық зат, %	pH	Сулы сығындысындағы көрсеткіштер, мг/дм ³							Жылжымалы мг/кг	
			Ca^{2+}	Mg^{2+}	Cl^{-}	NO_2^{-}	NO_3^{-}	NH_4^{+}	$P_2O_5^{-}$	Zn	Cu
Ірі қара мал	20,3	8,028	110,2	138	333,2	5,6	22,6	79,02	0,833	8,04	2,856
Шошқа	17,3	7,02	120,2	138	389,9	20,0	19,8	171,1	1,205	9,6	3,3
Жылқы	12,08	7,531	70,2	90	241,8	3,8	33,85	110,5	0,47	9,24	3,064

4 – Кесте. Тәжірибелік талдау арқылы анықталған мал қиының (күрғатылған) орташа құрамы, %

Жануарлар атауы	Органикалық заттар	Жалпы азот	NH_3	P_2O_5	K ₂ O	CaO	MgO	H ₂ O
Шошқа	70,4	0,45	0,20	0,25	0,59	0,18	0,12	25,7
Жылқы	69,2	0,59	0,19	0,34	0,64	0,26	0,17	26,3
Қой	67,1	0,81	0,05	0,37	0,71	0,41	0,20	31,2
Сиыр	62,9	0,53	0,21	0,25	0,62	0,48	0,18	20,7
Түйе	66,8	0,60	0,09	0,29	0,68	0,51	0,24	28,4

5 – Кесте. Көндегі қоректік заттардың мөлшері, %

Көң шығарған	Протеиндер	Майлар	Клетчатка	Баз	Күл
--------------	------------	--------	-----------	-----	-----

жануарлар					
Шошқа	21,0	6,6	21,8	33,0	16,9
Ірі қара мал	19,5	2,8	22,1	39,0	15,1
Қой	16,9	5,0	20,8	38,2	19,0
Тауықтар	29,9	2,7	15,8	27,0	24,3

5 – кестеде келтірілген мәліметтер бойынша қоректік элементтердің (азот, фосфор, калий) ең көбі қойдың қалдығына тиісті. Ал құс саңғырығы мен малдардың қиын салыстыратын болсақ, құстың қалдығында қоректі заттектер анағұрлым жоғары келеді екен.

Қорытынды. Теориялық және тәжірибелік зерттеулердің нәтижелері арқылы айқындалаған заңдылықтарға негізделіп, ауыл шаруашылық өндіріс қалдықтарын табиғатты қорғау және табиғи ресурстарды кешенді тиімді түрде пайдаланудың жаңа технологиялық әдістерді жасауға мүмкіндік береді.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Методы изучения минералогического состава и органического вещества почвы. Под. ред. И.С.Рабочего. – Ашхабад: Ылым, 1975. – 416с.

2. Акбасова А.Д., Дильдабекова З.А. Сравнительное изучение оптических свойств гумусовых кислот некоторых типов почв Казахстана. // Известия АН КазССР, серия биологическая, №2. – Алматы, 1980. С 55-58.

3. Мажайский Ю.А., Торбатов С.А., Дубенок Н.Н., Пожогин Ю.П. Агроэкология техногенно загрязненных ландшафтов: монография Смоленск, 2003 – 384с.

ӘОЖ 504.058

МҰНАЙ-ГАЗ САЛАСЫ ЖӘНЕ ОНЫҢ ҚОРШАҒАН ОРТАҒА ТИГІЗЕТІН ӘСЕРІ

Айтимова А.М., Қалабай Д.М.

Ш.Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар және инжиниринг университеті, Ақтау қ.

Аңдатпа. Бұл мақалада қазіргі таңда сұранысқа өте көп мұнай және газдың қоршаған орта мен оның тіршілік иелеріне кері әсерін баяндаймын. Бүгінде баламалы энергия көздеріне айрықша көңіл аударылып отырса да, көмірсутек отынына деген сұраныс арта түспесе, азаяр емес. Нақтылай айтқанда, барлық қуат тұтыну көлемінің басым бөлігі мұнай өнімдеріне тиесілі. Адамзат мұнайдың игілігін қаншалықты көріп келе жатқанымен, бір жағынан оның зардабын да шегіп отырғанын жасыра алмаймыз. Ол көбіне экологиялық мәселеге қатысты.

Түйінді сөздер: мұнай-газ, қоршаған орта, табиғи ресурс, атмосфера, гидросфера, биосфера, геологиялық орта, климат т.б.

Қазақстан өнеркәсібі дамуының басты бағыты – кен байлықтарымызды игеру, оның ішінде айрықша басымдылық мұнай мен газға берілген. Пайдасымен бірге мұнай және газ өндірудің қоршаған ортаға тигізетін зиянды әсерлері де аз емес. Жерге төгілген мұнай қалдықтары мен алаулы оттықтар төңірегіндегі топырақты барынша ластауда, ол өз кезегінде өсімдіктер мен жануарлар дүниесіне ғана емес, адамдардың денсаулығына да үлкен қауіп төндіруде.

Мұнай-газ өндіруде баю мен пайда табу көзі ретінде қарамай, шамалы табысқа бола оларды жыртықшытықпен жұмсап, табиғи ортаны адамдар мен барлық тіршілік

үшін зиянды қалдықтармен ластауға болмайтынына бүгінде көз жетті. Осыған орай, соңғы жылдары Республикамызда, жақын және алыс шетелдерде қоршаған ортаны қорғау мәселесіне көп көңіл бөлінуде. Қазіргі кезде шектен тыс ластанған аймақтардың жағдайын бақылау, қоршаған орта сапасына баға беру, келешегіне болжам жасау және табиғатты қорғау шараларын жүзеге асыру маңызды мәселелердің бірі болып отыр. Сонымен қатар, қазір күн тәртібінде Қазақстанның әлемдегі бәсекеге қабілетті 30 елдің қатарына кіру мәселесі тұр. «Ол үшін Қазақстанның энергия ресурстарын әлемдік рынокқа жеткізу, мұнай-газ кешендерін осы заманғы инженерлік және бағдарламалық қамтамасыз етумен қатар, халықаралық стандарттарға сай қоршаған ортаны қорғау қажет» - делінген Қазақстан Республикасының бірінші Президенті Н.Ә.Назарбаевтың 2006 жылғы халыққа Жолдауында. Демек, мұнай-газ өндірудің табиғи ортаға тигізетін зиянды әсерлерін азайту, бүгінгі күннің өзекті мәселесі [1].

Мұнайдың физикалық қасиеті: Мұнай - бұл майлы сұйықтық минерал. Бұл жанғыш заттар, көбінесе қара, бірақ әр түрлі өңірлерде мұнайдың түстері өзгереді. Ол қоңыр, шие, жасыл, сары, тіпті мөлдір болуы мүмкін. Оның иісі әртүрлі болуы мүмкін, өйткені оның құрамында хош иісті көмірсутектер мен күкірт қосылыстарының болуына байланысты. Ол судан жеңіл және суда ерімейді.

Қазақстан Республикасы аумағының қазіргі таңдағы экологиялық хал - ахуалы сын көтермейтін (критикалық) жағдайда деп бағалауға болады. Табиғи ортаның қарқынды түрде ластануы жүріп жатыр. Өнім өндіру төмендегенімен қоршаған ортаның ластануы кеміген жоқ. Себебі, нарықтық қатынастар жағдайында табиғатты қорғауға жіберілетін қаражат шығыны бұрынғысынан да үнемделе түсті. Қазақстан халқының әлеуметтік - экономикалық өмір сүру жағдайының нашарлауы аясында экологиялық жайсыз мәселелер ерекшелене түсуде. Бұл тұрғылықты халық денсаулығы мен өмір сүру жағдайының биологиялық негіздеріне қауіп тудырады және де экологиялық процестердің кері әсерлеріне көлемді инерциялық қасиет тән екенін ескеру керек. Мысалы, бүгінгі күні атмосфераға озон қабатын зақымдаушы заттарды жіберу тоқтатылғанымен осы күнге дейінгі жинақталған зақымдаушы заттар бірнеше ондаған жылдар бойы өздерінің кері әсерін тигізіп, озон қабатын әрі қарай бүлдіру үстінде. Атмосферада және жер асты қабаттарында жарылған ядролық бомбалар мен жұмыс істеп тұрған атомдық станциялардан шығарылған радиоактивті заттардың қоршаған ортаға келтіретін залалы көптеген жылдар бойына сақталады.

Сондықтан да бүгінгі күні қоршаған ортаны қайта қалпына келтіру, ластандырушы заттардан тазарту, залалсыздандыруға күш салу, экологиялық дағдарыстың апатқа әкелмеуіне мүмкіндік береді. Қазақстан бұл салада радикалды шешім қабылдау тұрғысынан кеш қалып тұр. [2], [3].

Мұнайды алғанда табиғатқа тиетін зардаптар мынадай:

- Апатты жағдайлардың болуы, жер сұрқының бұзылуы, ластануы.
- Ластаушы заттар бөлініп, атмосфераның, жер бетіндегі және жер астындағы сулардың, топырақтың ластануы.
- Су бетіне төгілген мұнай судың беткі қабатын жауып ондағы тіршілік иелерінің өміріне қауіп төнуі

- Бұрғылауда шыққан қалдықтар
- Мұнайдың төгілуі

Мұнай және мұнай өнімдерінің табиғи ортаға таралуы салдарынан жалпы экологиялық жағдай қалыптасады:

- топырақтың құрамы және оның беткі қабатының қасиеттері өзгереді;
- жер бетіндегі және жер асты сулары ластанады, түбінде тұнбалар түзіледі;
- өсімдіктердің химиялық құрамы және сыртқы түрі өзгереді;

- ландшафтар жалпы деградацияға ұшырайды.

Топырақ концентрациясы төмендегі деңгейге жеткенде, бұл топырақ мұнай және мұнай өнімдерімен ластанған деп есептелінеді:

- Өсімдіктер солып, өзгерістерге ұшырайды;
- Экологиялық тепе-теңдік бұзылады, альгофлора және мезофауна түрлері жоғалады;
- Судың физико-химиялық қасиеттері және топырақ құрылысы өзгереді;
- Карбонатты емес сутекті топырақтарда мұнай өнімдеріндегі сутегі мөлшері көбейеді;
- Ауылшаруашылық жерлерінің өнімділігі төмендейді;
- Мұнай өнімдері топырақ арқылы сіңіп жер үсті және жер асты суларына таралады;

Пайдаланылмайтын ілеспе мұнайлы газ жанатын алаулар да (факельдер) экологиялық тұрғыдан қауіпті. Осындай қауіпті нысандарда өнімдерден, материалдардан зиян келтіруді болдырмаудың алдын алу үшін мұнайды жинау және тасымалдау жүйесі саңылаусыз бекітілуі тиіс. Бу және газ құбырларындағы болатын апаттар ауыр экологиялық зардаптар әкеледі. Олар жерді, топырақты, суды ластап қоршаған ортаға көптеген зиянын тигізеді.

Мұнай өндірісінің тағы бір ерекшелігі - оның нысандарының ауылшаруашылық, орман шаруашылығы мен басқа да пайдаланылатын жердің тиісті аумақтарын қажет ететіндігінде.

Мұнай өндіру нысандары аумақтардың көп бөлігін алып жатады. Нысандардың жан-жаққа орналастырылуына байланысты коммуникациялардың ұзақтығы және уақытша көлік жолдары, темір жолдары, су жүйесі, әртүрлі мақсаттағы құбырлардың қашықтықтары үлкен болғандықтан мұнай өндірісіне бөлінетін жердің жалпы аумағы да өте үлкен болады.

Мұнай өндірісіндегі техникалардың барлығы - автокөліктің, тракторлық, көл және теңіз кемелері, бұрғылау құрылғыларының ішкі жану қозғалтқыштары қоршаған ортаны ластайды. [4].

Кесте-1 Теңізгі мұнайдың түсу көздері

Түсу көздері	Ең ықтимал орташа көлемі түсімдер, мың т/жыл	Үлесі ортажылдық көлемі, %
Теңіз түбінен мұнайдың түсуі	600 (200-2000)	46
Теңізде мұнай өндіру: Платформалар (бұрғылау, авариялар, ағып кету) Атмосфералық шығарындылар мен құлдыраулар Қабаттық суларды шығару	38 (20-62) 0.9 1.3 36	5
Мұнай тасымалдау: Танкерлер апаттары Штаттық танкер операциялары Құбырлардағы авариялар Жағалау терминалдарындағы авариялар Атмосфералық шығарындылар мен құлдыраулар	150 (120-260) 100 36 12 4.9 0.4	12
Мұнайды тұтыну: Жағалау көздері (өзен ағысы және т.б.) кеме апаттары	480 (130-6000) 140 7.1	37

(танкерлер емес) Штаттық операциялар және кемелерден төгінділер Атмосфералық шығарындылар мен құлдыраулар Авиациялық отынның шығарындылары	270 52 7.5	
Барлығы	1300 (470-8300)	100

Табиғи ортаға кері әсерінің деңгейі бойынша мұнай өндірісі халық шаруашылығы салаларының арасында алғашқы орындарды алады. Ол қоршаған ортаны, атмосфераны, гидросфераны және геологиялық ортаны ластайды.

Біздің еліміз бай 100 жылдық мұнай өнеркәсібі тарихына ие. Қоршаған ортаны қорғау іскерлігі ең алдымен техникалық процестердің техникалық және ұйымдастырушылық деңгейіне байланысты. Мұнай кешенінің құрамында 40-тан астам ластаушы көздер типтері бар, олар қоршаған ортаға әсер етуінің интенсивтілігінің әртүрлілігімен және ластаушы заттардың қасиеттерінің әртүрлілігімен сипатталады. Мұнай саласының кәсіпорындары қоршаған ортаға барлық дерлік өндірістік жүйешелерде, яғни мұнай өңдеуде, мұнайдан алынатын өнімдер негізінде органикалық заттарды синтездеуде қоршаған ортаға белгілі бір мөлшерде өз зиянын келтіреді.

Мұнай өндірісінің барлық процесі барлау, бұрғылау, өндіру, қайта өңдеу, тасымалдау қоршаған ортаға айтарлықтай зиян әкеледі. Барлау, іздестіру және мұнай кешенінің нысандарын салуды қамтитын кезеңдер, кен орнын пайдалану мерзіміне қарағанда қысқарак болады. Бірақ бұл кезеңде техногендік әсерлер пайдалану кезеңіне қарағанда жоғары қарқындылығымен сипатталады. Бұл жерде экологиялық зардап көбінесе физико - механикалық әсерлердің топыраққа, өсімдік және жануарлар әлеміне ықпалынан байқалады. Гидрологиялық жағдайдың тұрақсыздануы - эрозиялық процестердің күшеюімен, су қоймаларының ластануы - ихтиофауна мен жануарлардың жойылуы, тұрақты игерілетін жерлер мен халықтың өмір тіршілігіне теріс ықпал етуімен түсіндіріледі.

Топырақ мұнай қалдықтарымен ластанған жағдайында, топырақтың тығыз карбонатты-иллювиалды горизонты жалаңаштанып, тақыр баттар түзілуі нәтижесінде топырақтың қуандануы мен тұздануына әкеліп соғады. Топырақ биогеноценоздарын қайта қалпына келтіру мақсатында топырақты тазарту және рекультивациялау технологиясын жүргізуден алдын, топырақ құрамының мұнай қалдықтарымен қандай дәрежеде ластанғанын білуіміз қажет.

Ал өсімдік қабатының мұнай өндірісімен ластануы оның жылу изоляциялық қасиетіне әсерін тигізеді.

Ауадағы көптеген заттардың концентрациясы санитарлы талаптармен шектеледі. Қазіргі кезде олар қоршаған ортаны қорғаудың қолданыстағы құралдары болып саналады. Атмосфераға зиянды қалдықтарды жіберуді азайту мақсатында мұнай газдарын алауларда жағу қысқартылуда.

Гидросфераны мұнайдан ластанудан қорғау үшін көмірсутегі шикізатын алу мен тасымалдау жүргізілген кезде апатты жағдайды болдырмау немесе апат жағдайын азайту үшін табиғатты қорғауға бағытталған іс-шаралар жиі, кең ауқымда өткізіліп тұруы керек.

Маңғыстау мұнай өңдеу зауытының даму болашағына ықпал ететін іс-әрекеттер:

- Мұнай өңдеу зауыттарына инвестицияларды тарту;
- Бензин, дизель отыны және мазут қауіпсіздігіне қойылатын талаптарды арттыру;
- Өнімнің жаңа түрлеріне арналған стандарттарды әзірлеуді бақылау;

- Мұнай өңдеу зауыттарын пайдалану кезінде техникалық және экологиялық қауіпсіздікті қамтамасыз ету;

- Мұнай өңдеу саласына жетік меңгерген мамандарды тарту.

Ғарыштық түсірілімдер мен жерде жүргізілген зерттеулер нәтижелері бойынша, Каспий теңізінің солтүстік аймағында мұнай қоры 3-3,5млрд. тонна, газ қоры 2-2,5 трлн.м³ құрайды. Қазіргі уақытта республикада Теңіз, Қаламқас, Қарашығанақ, Өзен, Жаңажол, Кенқияқ және тағы бір қатар ірі мұнай кен орындары іске қосылған

Негізінде, әлемде топырақ пен суды мұнайдан тазартудың механикалық, физика-химиялық және биологиялық әдістері қолданылады. Дегенмен, қазіргі таңда ғалымдар ең тиімді әрі болашағы зор тәсіл ретінде биотехнологиялық әдіс немесе биоремедиацияны қарастырып отыр. Аталған технология көмірсутекті тотықтандыратын микроағзаларды қолдануға сүйенеді. Түсіндіре сөйлесек, мұнайдың құрамдас бөліктерін азық ретінде «жейтін» бактериялар аталмыш шикізат пен оның өнімдерін су мен газға дейін ыдыратып жібере алады.

Қазір мұнайдан бүлінген экожүйені тазартатын биопрепараттар әзірлеумен айналысатын дүниежүзінің іргелі ғылыми-зерттеу орталықтары бірнеше бағытта жұмыс істеуде. АҚШ пен Жапония гендік түрі жағынан өзгеріске ұшыраған микроағзалардан препарат дайындауға ден қойған [5].

Маңғыстау облысы – Қазақстан Республикасының басты мұнай газ өндіретін аймағы болып есептеледі. Қара алтынын сыйлаған Маңғыстау даласының экологиялық жағдайы мәз емес. Мұнай және газ кен орындарын меңгерудің экологиялық проблемаларының өзіндік аймақтық ерекшеліктері бар – географиялық, геологиялық, геодинамикалық, сондай-ақ әлеуметтік. Оның үстіне қазіргі кезге дейін қоршаған ортаны қорғау мәселесі мұнай мен газды өндіру бойынша жобалық тапсырмалардан кейін тұрғаны және жобаларда дұрыс шешім таппауы экологиялық жағдайға із қалдырады.

Қоршаған ортаны қорғау және экологиялық жағдайды жақсарту үшін мұнай мен газ кен орындарын, бұрғылау кешендерімен игеруде, табиғи көмірсутектер мен оларды өңдеу өнімдерін игергенде, дайындағанда, тасымалдағанда және сақтағанда табиғатты қорғаудың шараларының кешенін тиімді іске асыру керек. Экологиялық бағдарламалар апаттардың алдын алуға мұнай және газ қорларын дұрыс пайдалануға флора мен фаунаны сақтауға және қоршаған табиғи ортаны ластаумен күресу шараларын күшейтуге бағытталу керек.

Республикада пайдалы қазбалар мен жерасты суларын игеруде жер қойнауын қорғау мен тиімді пайдалануды бақылау сондай-ақ бұралқы сулар мен зиянды заттарды терең горизонттарға жіберу сұрақтарын келісуге экология және табиғи ресурстар Министрлігі жауапты. Мұнай өндіру кезінде мұнай қалдықтары далаға төгілмеуі тиіс. – бір сөзбен айтқанда Конституция заңдары сақталуы міндетті.

Табиғатқа тигізген зиянды әрекеттерімізді өз қолымызбен жақсартып, бүлінген жерлерімізді өңдеп, қоқыс қалдықтардан тазалап, оның құнарын қалпына келтіруіміз керек. Ол үшін тек топыраққа емес, сонымен бірге топырақты құрайтын факторларға – атмосфералық, топырақ ортасын қажетті бағытқа өзгертетін ылғалдық, өсімдік қорегімен қамтамасыз етілуін арттыру, биологиялық процестерді жеделдетіп мәдениеттендіру, яғни адамның өндірістік тұрғыдан әсер етуі арқылы топырақ қасиеттерін жақсарту қажет.

«Бүгінгі сұлу табиғат, ертенгі ұрпақ еншісі» дегендей ластанған ауаның тазартудың ең жеңіл жолы – көгалдандыру екенін де әрбір көзі ашық жан мойындайды. Сондықтан жасыл желектерді өсіруден жалықпау керек деп ойлаймы. Өсемдік үшін өсірілетін көшеті қымбат тұратын пальма ағаштарынан көрі газды сіңіру қасиеті ерекше: қаражиде, шаңды ұстайтын: жөке күміс үйеңкіні; күкіртті газды

сіңіретін: қаратерек жасыл шаған, жұмсақ қараағаш, жөке, қайықды; хлор және оның қосылыстарын сіңіретін: раушан, көктерек, ақтеректерді; радиоактивтілікті сіңіретін: емен, қызылжиектерді көбірек отырғызса, қала экологиясын жақсартуға үлкен пайдасы болады.

Өлкеміздің басқада экологиялық ахуалын болдырмау үшін келесідегідей ұсыныстар ұсынылады:

- ең бастысы экологиялық бағытта ақпараттарды көбейту;
- аймақтарда, облысымызда, республикамызда экологиялық көрмелер мен байқауларды жиі-жиі ұйымдастыру жұмыстарын жүргізу;
- өндірістерде табиғат қорғау заңдарын бұзғаны үшін әкімшілік және сот тәжірибесімен айыптар төлету;
- айып төлемдерден түскен қаражаттарды экологиялық ұйымдарға жұмсау және сол ұйымдарға жастарды тартып, қоршаған ортаны қорғау бағытында жұмыс жасауға бағыт бағдар беру;
- мұнай газ өндіру кезінде ауаны ластауды болдырмайтын қазіргі заманғы технологияларды көбірек пайдалану;
- мұнаймен бірге өндірілетін ілеспе газдарды өңдеу арқылы тұрған үйлерде пайдалану;
- бастысы мұнайға серік газдарды ауаға жағу процесін қолдануды тоқтату.

Ең негізгісі әр адам тек қана өз қара басын ойламай, қоршаған ортаға деген көз қарасы дұрыс болса, қоршаған ортамыз таза, бәрі де жақсы болар еді [6].

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Абдуқадырова Қ.А. (2013) Мұнай және газ химиясы. - Алматы, 6/17-18.
2. Құлжанов К.С., Алмабеков О.А., Нұралы (2011), Ә.М. Мұнай өңдеу процестерін жетілдіру. - Алматы, 20.
3. Диаров М.Д., (2011), Экология и нефтегазовый комплекс. - Том 9. Алматы.
4. Oil & Gas of Kazakhstan 3, (2011), Атырауская область. 2016.
5. ЭНГС лекция жинағы Майлыбаева Г.
6. Экология Мангистау – глазами студентов (22-30) 2005ж

ӘОЖ 504.53.052

ТОПЫРАҚТЫҢ МҰНАЙМЕН ЛАСТАНУЫ ЖӘНЕ ОНЫ БИОЛОГИЯЛЫҚ ТАЗАЛАУ ӘДІСТЕРІ

Айтимова А.М., Мұратбаева Г.Т.

Ш.Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар және инжиниринг университеті, Ақтау қ.

Аңдатпа. Бұл мақалада топырақтың мұнаймен ластануы және оның қоршаған ортаға әсері, бұл экологиялық проблеманы тиімді биологиялық жолымен шешу туралы баяндалады.

Түйінді сөздер: Топырақ, мұнай, биоремедиация, сорбенттер, қоршаған орта.

Құнарлы топырақ мол өнім екені белгілі. Сонымен бірге біздің планетамызда топырақ маңызды басқа да роль атқарады. Жердің топырақ жамылғысында және оның гумустық қабатында тірі организмдердің және олардың биогенді энергиясының негізгі бөлігі орналасқан. Осыдан «топырақ организмдер» экологиялық жүйесі биосфераның

қалыптасуының, тұрақтылығының және өнімділігінің бас механизмінің бірі болып табылады.

Қазақстанда энергетикалық тұтынуды қамтамасыз ететін мұнай өңдейтін өнеркәсіптер жақсы дамыған. Мұнайды барлау және өндіру кезінде топырақ қабаты мен әртүрлі табиғи экожүйелер ластанады. Сонымен қатар, аталған мәселе ауыр техникалармен мұнай және мұнай өнімдерін тасымалдауда, қажетті экологиялық нормаларды бұзу салдарынан да болып отырады. Топырақтың кез-келген мұнай өнімдерімен және олардың құрамындағы көмірсутектік заттармен ластануы экологиялық проблемаға айналып отыр.

Топырақтағы органикалық заттардың сандық және сапалық құрамының өзгеруі, қоршаған ортаға мұнай мен мұнай өнімдерінің түсуі, сыртқы факторлар мен пайда болған табиғи жағдай, жүйедегі, жануарлар, өсімдіктер, микроағзалар дамуының бұзылуына немесе өзгеруіне әкеледі. Мұндай жағдай топырақтағы табиғи биоценоздағы жеке бір бөлігінің түбегейлі өзгеріске ұшырауына, жаңа биологиялық жағдай түзілуіне тиісті сапалық құрамы бар және топырақтағы тірі ағзалардың жалпы саны, ерекшеліктері, түрлер мен түрлердің шектелуіне әкеліп соғады.

Мұнай және мұнай өнімдерімен қоршаған ортаның кең көлемде ластануы табиғи экожүйенің, биологиялық тепе-теңдіктің және биотүрліліктің бұзылуына әкеліп соғады. Соған байланысты ластану процесі бірден тежеле бастайды, тек микроорганизмдердің жеке топтарының ара-қатынасы ғана бұзылмайды. Мұнай және мұнай өнімдері биологиялық тізбектің барлық бөліктеріне әсерін тигізе отырып, фауна және флораның функционалды активтілігінің толықтай депрессиясын тудырады.

Топырақ биогеоценоздарын қайта қалпына келтіру, рекултивациялау технологиясын жасау үшін топырақтың мұнаймен қаншалықты ластанғанын білу маңызды. Топырақ құрамындағы мұнайдың шекті рауалы концентрациясының (ШРК) мәндері бекітілмеген. Өйткені, бұл көптеген факторларға байланысты.

Топырақтағы мұнай құрамының орташа қауіпсіз мөлшері 1000 мг/кг. 1 кг топыраққа 3500 мг мұнайды құйғанда өсімдіктердің өсуі тоқтайды.

Мұнай өнімдерін топырақтан тазартудың әлемдік тәжірибеде қолданылатын әдістері экстракция, физикалық адсорбция, пиролиз, өртеу және т.б. әдістер экономикалық және экологиялық жағынан тиімсіз болып келеді.

Сондықтан бұл проблемаға байланысты жүргізілген бірнеше зерттеулерге қарамастан, аймақтың табиғи жағдайларының ерекшеліктерін есепке ала отырып тазарту әдістерінің тиімді түрін қажет етеді. Қазіргі уақытта тазартудың тиімді тәсілінің бірі көмірсутектерді тотықтырушы микроағзалар көмегімен тазарту болып табылады.

Мұнай және мұнай өнімдерімен ластанған топырақты биотехнологиялық әдіспен тазалау микроорганизмдердің мұнай және мұнай өнімдерін қарапайым қосылыстарға айналдыру, органикалық заттарды жинау және оларды көміртек айналымына қосу қабілетіне негізделген. Экологиялық қауіпсіздік, топырақтың құрылымын толық сақтай отырып, ластайтын заттарды зиянсыз аралық өнімге дейін деградациялау мүмкіндігі биотазалаудың ерекшеліктері болып табылады. Биодырау мұнай және мұнай өнімдерінің құрамды компоненттерінің тотығу энергиясын өзінің дамуы үшін қолданатын аэробты микрофлорамен жүзеге асырады.

Биоремедиация – минералды тұздардан, қант, ферменттерден тұратын биогенді қоспасымен қатар, көмірсутек тотықтырушы микроорганизмдерден құралған препараттарды қолдану арқылы мұнаймен ластанған топырақ және суларды тазалау болып табылады, сонымен қатар түрлі көмірсутек тотықтырушы микроорганизмдер штамдарын көміртектендірілген сорбенттер негізінде иммобилиздеген түрлері де кеңінен қолданылады.

Дүние жүзі бойынша мұнай және мұнай өнімдерін өндіруші өнеркәсіп зауыттар мұнай көмірсутектерін утилиздеу барысында, көмірсутек тотықтырушы микроорганизмдер ассоциациясынан жасалған биологиялық препараттарды кеңінен қолдануда.

Қазақстанның микробиологтары бүгінгі күнде қолданысқа енгізуге бірнеше мұнай тотықтырғыш микроағзалар штамдарын бөліп алып, олардан биопрепараттар жасауда. Аталған микроағзалар шикі мұнайды 84-98% тазалау қарқындылығын көрсеткен. Жаңа препараттар «Мунайбак», «Бакойл», «Экобак», «Перойл», «Микотрих» т.б. бөлініп алып, мұнай өнімдерін тазалап қана қоймай, табиғи қалпына келтіруге септігін тигізеді.

Табиғатта барлық мұнай тотықтырушы микроорганизмдер арасында кең таралғандары *Pseudomonas* туысының бактериялары болып табылады. Олар әлемдік мұхиттың, су қоймалардың, топырақтың микрофлорасының бірі.

Сонымен қатар топырақтағы мұнай өнімдерін тазалауда сорбенттерде маңызды рөл атқарады. Мұнайды бойына сіңіруге қабілетті сорбенттер бойынша көптеген зерттеу жұмыстары жүргізілген. 250 0С-та өңделген жаңғақтың қара қабығының мұнайды бойына тарту қабілеті 1,67 мг/кг. Термиялық өңдеуден кейінгі сорбенттің шығымы 78,6. Демек, өсімдік шикізатынан өндірілген сорбенттер жоғары температурада өңделеді. Өсімдік қалдықтарының мұнайды бойына сіңіру қасиеті сорбенттерді өндіруде ескерілетін ең маңызды көрсеткіш. Себебі, өндірілетін сорбенттің мұнайды сіңіргіштігі шикізаттың бастапқы сіңіргіштік қабілетіне тәуелді анықталады.

1-кесте. Өсімдіктердің мұнайды сіңіру қабілеті.

Материал	Сіңіру қабілеті, мг/кг	Негізі
Арпа қауызы	1	191
Түйір торф	1,27	54
Гидролиз аппаратындағы лингин	1,5	122
Жаңғақтың қара қабығы	1,67	123
Майдаланған қамыс сабақтары	1,76	188
Каустикалық ұнтақпен өңделген лингин	1,85	122
Ағаш ұнтағы (опилка)	2,5...3,5	191
Құмық қауызы	3,05...3,5	123
Ағаш көмірі	3,1	75
Сабан	3,6	75
Бидай сабаны	4,1	189
Майдаланған сабан	4,12	188
Қамыс гүлі	11...30	191
Целлюлозадан алынған талшықтар	45	209

Арнай өңдеуден өткізілген өсімдік шикізатынан өндірілген сорбенттің мұнайды бойына тартып алу қасиеті бірнеше есе артуы мүмкін. Мысалы, «Сорбест» технологиясымен өндірілген сорбенттің мұнайды сіңіру қабілеті 2-7 есе артады.

2- кесте. Өсімдік шикізатынан жасалған сорбенттің мұнайды сіңіру қабілеті.

Материал	Мұнайды сіңіру қасиеті, мг/кг
Шөпті қайта өңдеу қалдықтары	4...6,5
Ағаш ұнтақтары	4,5...8,5
Жүгері собығының қалдықтары	5...7
Күнбағыс қауызы	6...8
Күріш қауызы	6...10

Мақта қалдықтары	6...30
Түскен жапырақтар	8...9
Қағаз қалдықтары	8...9,5
Торф	8...10
Көбікті талшық	10...13

Сорбенттің суды сіңіру қасиеті төмен болғаны жөн, себебі сорбенттің борпылдақ кеңістігін су фазасы толтырып тастайды. Суды сіңірген сорбенттің салмағы өседі, судақалқып жүруі төмендейді, сорбенттің борпылдақ кеңістігін су фазасы толтырып тастайды. Суды сіңірген сорбенттің салмағы өседі, судақалқып жүруі төмендейді.

- Сорбентке қойылатын жалпы маңызы жоғары талаптарды белгілеуге болады;
- Сорбенттің жоғары мөлшерде мұнайды жұтуы;
- Суды нашар жұтатын қасиеттің болуы;
- Жиналған мұнайдың түріне қарай сорбентті қайта пайдалану мүмкіндігінің болуы;
- Оңай табылуы;
- Арзан болуы және т.с.с. жатады.

Қазіргі заман өндірісінің ең басты мәселесінің бірі-қоршаған ортаны қорғау, жер асты кен байлықтарын рационал тәсілдерімен пайдалану. Сол себепті мұнай-газ өндірісінің іздеу, барлау жұмысының негізгі бір мақсаты қазіргі заман табиғатын қорғау, қоршаған ортаны ластамай, адамзат денсаулығына зиянсыз өндіріс өнімдерін өндіру, әрбір өндірістің келешек экологиялық проблемаларын зерттеу және перспективалық жоспарлар дайындау.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Егорова Т.А. Основы биотехнологии: Учеб. пособие для высш. пед. учеб. заведений / Т.А. Егорова, С.М. Клунова, Е.А. Живухина. М.: Издательский центр «Академия», 2006
2. Поляков С.Н., Лушников С.В., Волков В.М., Негодяев С.В. Устранение последствий масштабного разлива нефтепродуктов на территории нефтехранилища угольного разреза // Экология и промышленность. – 2005.– №3.– Б. 31-35
3. Киреева Н.А. Влияние загрязнения почв нефтью и нефтепродуктами на численность и видовой состав микромицетов / Н.А. Киреева, Н.Ф. Галимзянова // Почвоведение, 1995.- №2,- С.211-216.
4. Жусупова Д.Б. Угловодородокисляющие микроорганизмы рода *Pseudomonas*, используемые для биоремедиации нефтезагрязненных экосистем // Вестник КазНУ.– Алматы, 2006.– №4.– Б. 95-101.
5. Г.Қ.Қайырманова «Микроорганизмдердің иммобилизденген клеткалары» Оқу құралы// Алматы «Қазақ университеті» 2015
6. <http://www.rusnauka.com>

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ СМЕСЕЙ ПАВ- ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ

Бусурманова А.Ч.Ондабаева Ф.М.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова

Аннотация. Исследован эффективность ПАВ-деэмульгаторов различных классов и назначений, взятых в широком диапазоне соотношений. Эффективность действия композиционных смесей реагентов оценивалась при разрушении эмульсии ловушечной нефти.

Ключевые слова: деэмульгаторы, нефть, поверхностно-активные вещества, деэмульгирующая активность.

Введение. В настоящее время используются в нефтяной промышленности большое количество деэмульгаторов, которые различаются по свойствам и эффективности действия. Почти все современные деэмульгаторы представляют собой композицию различных поверхностно-активных веществ (ПАВ), получаемых сложным многостадийным синтезом. ПАВ должны обладать высокой поверхностной активностью при адсорбции как из водной, так и из нефтяной фаз. Деэмульгаторы должны обладать комплексом свойств, наиболее важным из которых с технологической точки зрения является деэмульгирующая активность [1].

Были определены основные поверхностно-активные свойства реагентов: поверхностное натяжение; смачивающая способность и моющее действие. Затем, полученные результаты были сопоставлены с деэмульгирующей эффективностью ПАВ при удельном расходе их до 1000 г/т (табл.1). Из всего ассортимента опробованных реагентов выбраны неионогенные деэмульгаторы Диссолван-4490, Реапон-4В и Дипроксамин 157-65М.

Поверхностное натяжение растворов реагентов определялось на границе раздела фаз жидкость-воздух в нормальных условиях с помощью сталагмометра [2]. Моющее действие оценивалось кондуктометрическими измерениями электропроводимости растворов ПАВ в смеси с удаленными асфальто-смолистыми соединениями с поверхности частиц твердой фазы [3]. В расчетах относительной моющей способности ($МС_{от}$) реагентов за эталон была принята спиртобензольная смесь (н-бутанол: бензол) в соотношении 10:1.

Таблица 1 – Поверхностно-активные свойства ПАВ-деэмульгаторов

Реагент	Поверхностное натяжение, $\sigma_{ж/г}$, Н/м	Относительная моющая способность, $МС_{от.}$, %	Глубина обезвоживания, $Д_{эфф.}$, %
Спирто-бенз. смесь	-	100	-
Диссолван-4490	29,16	30,5	95,9
Реапон-4В	32,75	34,7	85,8
Дипроксамин-157	34,68	28,9	83,4
Олеокс-5	37,23	68,4	78,5

Сопоставляя поверхностно-активные свойства реагентов с глубиной обезвоживания и количеством удаленных частиц механических примесей из углеводородной фазы ловушечной нефти можно констатировать, что деэмульгатор

Диссолван-4490 обеспечивает наибольшую глубину обезвоживания нефти за счет снижения поверхностного натяжения на границе раздела фаз, но недостаточно эффективно удаляет механические примеси. Напротив, текстильно-вспомогательное вещество Олеокс-5, обладая высокой моющей способностью, для которого также характерно низкое значение краевого угла смачивания, позволяет максимально удалить механические примеси, даже в условиях неудовлетворительной глубины обезвоживания. Следует предположить, что при совместном их действии возможно проявление синергетического эффекта.

Дальнейшие исследования были направлены на изучение поверхностно-активных свойств и деэмульгирующей эффективности композиционных смесей Диссолвана 4490 и Олеокса-5, взятых в различных соотношениях. Для выявления эффекта синергизма предварительно был проведен следующий эксперимент. Ловушечная нефть предварительно обрабатывалась текстильно-вспомогательным веществом для удаления основного количества механических примесей, а затем обезвоживалась неионогенным деэмульгатором. Удельный расход каждого из реагентов составлял 1000 г/т. При этом остаточное содержание воды и механических примесей в нефти составило, соответственно, 0,86% и 0,23%, что не удовлетворяло требованиям качества на подготавливаемую нефть. Связано это, по всей видимости, с тем, что при последовательной обработке нефти реагентами водорастворимый олеокс-5 расходуется в результате распределения его в дренажной воде, которая после разделения эмульсии удаляется. Следовательно, при последующей обработке маслорастворимым Диссолваном-4490 его действие блокируется отсутствием Олеокса-5 в эмульсионной системе. После изменения последовательности обработки нефти с этими же реагентами, остаточное содержание воды в нефти составило 0,72%, а механических примесей – 0,14%. Такой вариант обработки также не дал положительного эффекта. Из этого следует вывод о необходимости присутствия обоих реагентов в смеси при разрушении стойкой нефтяной эмульсии.

При исследовании смесей данных реагентов, взятых с общим удельным расходом 1000 г/т при различных соотношениях, был установлен синергетический эффект в их совместном действии. Так, для смесей, содержащих более 40% Диссолван-4490 и менее 60% Олеокса-5, характерно резкое снижение смачивающей способности при незначительном изменении поверхностного натяжения. И, наоборот, в смесях с низкой концентрацией Диссолван-4490 (менее 40 %) и преобладанием Олеокса-5 (более 60%) наблюдается значительное увеличение поверхностного натяжения при одновременном сохранении смачивающей способности. Причем, адекватная закономерность имеет место для относительной моющей способности композиций с различным соотношением реагентов, несмотря на слабовыраженный антагонистический эффект в композициях с малым содержанием Олеокса-5.

Таким образом, можно констатировать, что композиция, содержащая 40% маслорастворимого деэмульгатора Диссолван-4490 и 60% водорастворимого Олеокс-5 (ДО1), обладает комплексом поверхностно-активных свойств, не присущих каждому из реагентов, взятых в отдельности. Из этого следует, что данная композиция способна проявлять как моющее- и смачивающе-пептизирующее действие по отношению к дисперсным частицам природных эмульгаторов и механических примесей, так и функцию разрушения структурномеханического барьера на бронирующих оболочках глобул воды в нефти за счет вытеснения стабилизаторов с границы раздела фаз.

Зависимость изменения глубины деэмульсации нефти от соотношения реагентов носит экстремальный характер и имеет экстремум в точке тах (98,7 %) для композиции ДО1, что соответствует минимальному остаточному содержанию воды в нефти 1,3% масс.

Несмотря на проявление синергетического эффекта в совместном действии реагентов после разрушения эмульсии, нефть не соответствует требованиям по качеству для последующей переработки. Следует ожидать, что при большем удельном расходе данной композиции реагентов эффективность разрушения исследуемой эмульсии будет выше. Однако в данной работе стояла задача достижения максимального разрушения эмульсии ловушечной нефти при минимальном расходе дорогостоящих, в т.ч. импортных деэмульгаторов.

Предварительно подготовленная таким образом ловушечная нефть может быть подвергнута окончательному обезвоживанию и обессоливанию в смеси с эмульсией обычных нефтей в общем потоке подготавливаемой продукции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Семихина Л.П., Семихин Д.В., Перекупка А.Г. Подбор деэмульгаторов с учетом температурного режима подготовки нефти // Нефтяное хозяйство, 2017, №9, С: 25-27.
2. Ручкин Р.М., Мансуров Р.И., Позднышев Г.А. Определение степени разрушения водонефтяных эмульсий в технологической схеме установки подготовки нефти // Нефтепромысловое дело, № 8, 2015, С: 45-47.
3. Фассахов Р.Х., Хамидуллин Р.Ф., Дияров И.Н. Оценка моющего действия и смачивающей способности ПАВ // Нефтяное хозяйство, №12, 1996, С: 64-67.

УДК 628.316.13

ВЛИЯНИЕ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ОЧИСТКИ КАНАЛИЗАЦИОННЫХ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ КОС-1 НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ

Кенжетаев Г.Ж., Серикбаева А.К., Сырлыбеккызы С., Джумашева К.А.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга им. Ш. Есенова

Аннотация. В статье указаны технология очистных сооружений канализации КОС-1, ежегодный объем образования отходов активного ила на иловых площадках и дальнейшее их передача в качестве минерального удобрения. Гидробиологический анализ активного ила выполненный в лаборатории КОС-1, позволяет оперативно сделать вывод об эффективности очистки воды, а также о качестве активного ила и его способности к переработке загрязнений. Приводится степень относительного развития различных групп простейших при различной работе системы очистки сточных вод. Эффективность очистки стоков на КОС-1 составляет по основным показателям: взвешенные вещества, БПК, ХПК, аммоний солевой, СПАВ, железо от 71 до 97%.

Ключевые слова: Очистка сточных вод, активный ил, осадки сточных вод.

Введение. С ростом городов, развитием промышленности и повышением степени их благоустройства количество сточных вод и осадков сточных вод постоянно растет. В связи с этим обостряются проблемы, связанные с их экономически оптимальной и экологически безопасной утилизацией. На очистных сооружениях канализации КОС-1 в настоящее время удаление, обработка, обеззараживание и утилизация осадков не решена. Неотъемлемым следствием процесса аэробной обработки сточных вод с активным илом является образование избыточной биомассы. Одним из важнейших этапов в процессе утилизации избыточного активного ила является его обезвоживание. Способность к влагоотдаче есть свойство, зависящее от

различных физико-химических свойств активного ила. Так, основная масса твердых частиц в значительной степени диспергирована и обладает свойствами коллоидов: способность адсорбировать воду и удерживать ее благодаря заряду и поверхностной энергии. Этими свойствами осадка обуславливается главная трудность его обезвоживания. Известно, что основной проблемой является влияние сточных вод в процессе очистки на атмосферный воздух, за счет испарения вредных веществ особенно нуждается в решении проблема утилизации осадков сточных вод, что является чрезвычайно актуальным для биологических очистных сооружений канализации.

В этой связи рассматриваемая проблема влияния процессов очистки сточных вод на окружающую среду актуальна.

Методы исследований. Гидробиологический анализ активного ила выполнен в лаборатории КОС-1. Данные анализа позволили сделать вывод об эффективности очистки воды, а также о качестве активного ила и его способности к переработке загрязнений. Также в указанной лаборатории выполнен химический анализ активного ила, на предмет наличия в них микроорганизмов.

Результаты исследований. На КОС-1 транспортируются сточные воды от жилых городских массивов, а также промышленные сточные воды от следующих предприятий: молокозавод, морпорт, станции техобслуживания, промзона. Методы очистки сточных вод: механическая (радиальные песколовки, первичные вертикальные отстойники), биологическая (аэротенки, вторичные радиальные и горизонтальные отстойники), обеззараживание сточных вод реагентом и доочистка на песчаных фильтрах. Сырой осадок с первичных вертикальных отстойников, избыточный активный ил с илоуплотнителей подается насосами на иловые площадки, где происходит сушка осадка в естественных условиях. Сброс сточных вод осуществляется в хвостохранилище Кошкар-Ата, которое создано в естественной бессточной впадине площадью 130 км², находящейся приблизительно в 3-ех километрах севернее г. Актау и в 7-8 км восточнее Каспийского моря.

Биологические методы очистки основаны на жизнедеятельности микроорганизмов, которые способствуют окислению и восстановлению органических веществ, находящихся в сточных водах в виде тонких суспензий, коллоидов и являющихся для микроорганизмов источником питания, в результате чего и происходит извлечение из сточных вод органических загрязнений.

Из первичных вертикальных отстойников сточная вода собирается в единый поток и по лотку поступает в верхний канал аэротенков. В аэротенке (рис.1) сточная вода смешивается с активным илом, поступающим сосредоточенно в начало первого коридора четырехкоридорного аэротенка, перемешивание стоков и ила производится при помощи воздуха, нагнетаемого в аэротенки воздуходувками. В конце четвертого коридора иловая смесь переливается через водосливную стенку и собирается в нижнем канале аэротенка.

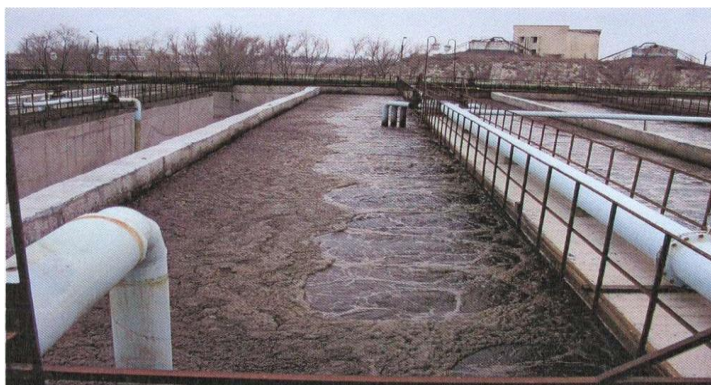


Рисунок1 – Аэротенки

На существующих сооружениях для биологической очистки КОС - 1 очистка происходит в искусственно созданных условиях. Процесс очистки заключается в изъятии из сточных вод органических загрязнений и последующим их окислении сообществом микроорганизмов - бактерий, простейших, ряда высших организмов (активный ил).

Гидробиологический анализ активного ила позволяет оперативно сделать вывод об эффективности очистки воды, а также о качестве активного ила и его способности к переработке загрязнений. В таблице приведена степень относительного развития различных групп простейших при различной работе сооружений. На рисунке 2 показаны некоторые простейшие микроорганизмы активного ила.

Таблица 1 - Степень относительного развития различных групп простейших при различной работе сооружений

Характеристика работы сооружений	Группа организмов			
	Амёба лимакс	Бесцветные жгутиковые	Инфузории	Коловратки
Плохая	Преобладают		Имеются	
Неудовлетворительная	Преобладают		Мало	
Удовлетворительная (нитрификация слабая)	Единичные экземпляры		Преобладают равноресничные	Преобладают
Хорошая (нитрификация хорошая)	Отсутствуют		Преобладают кругоресничные и брюхоресничные	Преобладают

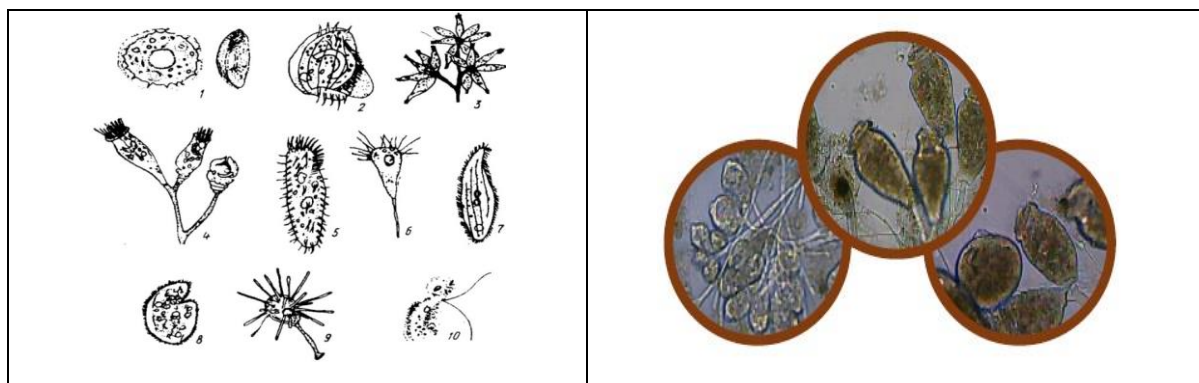


Рисунок 2 - Некоторые индикаторные простейшие активного ила

Экспликация к рисунку:

Организмы-показатели хорошей работы аэротенка:

1-Arcella discoides, 2-Aspidisca turrida, 3-Opercularia glomerata, 4-Epistylis plicatilis, 5-Oxytricha pellionella, 6- Tokophrya lemnae.

Организмы-показатели плохой работы аэротенка:

7-Litonotus lamella, 8-Colpoda steini, 9-Podophrya collini, 10-Bodo edax

В илоуплотнителе избыточный активный ил сгущается и под гидростатическим давлением поступает в камеру №65, и далее насосами перекачивается на иловые площадки. Активный ил представляет собой комплекс бактерий, необходимых для биологического очищения стоков в специализированных очистных сооружениях.

Выглядит активный ил как различные по размеру хлопья, плавающие в воде или закрепленные на загрузке септика. Очистление стоков производится за счет поглощения органической составляющей простейшими микроорганизмами, а также биохимического окисления и биосорбции.

Возрастом активного ила является средняя продолжительность нахождения микроорганизмов в очистном сооружении, которое регулирует соотношение отводимой массы и возвращаемого вещества из вторичных отстойников. Состав активного ила напрямую зависит от концентрации и качества стоков, поступаемых в аэротенк. Компонентами активного ила могут являться:

- простейшие микроорганизмы;
- амебы;
- бактерии;
- актиномицеты (грибы);
- инфузории;
- черви;
- коловратки

Объем сброженного осадка, образующегося на иловых площадках, учитывается по факту и составляет ориентировочно 550 т/год. Эти отходы сдаются по договору в СОТ, где используются в качестве удобрений. Состав и свойства осадков из первичных и вторичных отстойников зависят от характера очищаемых стоков. Эти осадки (кроме калия) содержат необходимые большинству растений питательные вещества, которые хорошо усваиваются почвами. Для уплотнения избыточного активного ила перед его подачей на иловые площадки предусмотрено направлять его в илоуплотнитель. Конструкция иловых площадок (рис.3) аналогична песковым площадкам.

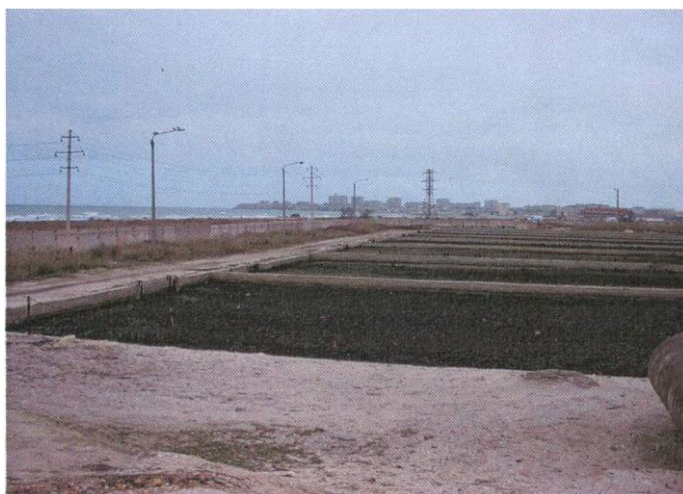


Рисунок 3 - Иловые площадки

Вывод. Эффективность очистки стоков на КОС-1 составляет по основным показателям: взвешенные вещества, БПК, ХПК, аммоний солевой, СПАВ, железо от 71 до 97%. Активный ил из вторичных отстойников представляет собой аморфную хлопьевидную массу бурого цвета, богато заселенную аэробными бактериями и другими организмами. Недостатком использования отходов очистных сооружений КОС-1 является недостаточная обработка и обеззараживание достаточное для применения в качестве удобрений. Вместе с этим для уменьшения выбросов вредных веществ от сточных вод в системах очистки сточных вод необходимо использование микроорганизмов уменьшающих их испарение в атмосферный воздух.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сибиева Л.М., Сироткин А.С., Кобелева Й.В. Эксплуатационные свойства активного ила в технологиях совместной биологической и реагентной обработки сточных вод и утилизации осадков. Вестник технологического университета. 2016 Т.19. №8
2. Проект ГКП «Каспий жылу, су арнасы» на 2018-2022 гг.
3. Новиков А.В. Улучшение качества природных и очистка сточных вод. Учебное пособие / А.В. Новиков, Ю.Ж. Женихов Ч.1 1-е издание. Тверь: ТГТУ, 2006. 112 с.

ӘОЖ 655.622 (045)

МҰНАЙҒА ІЛЕСПЕ ГАЗДАРДЫ ДАЙЫНДАУДЫҢ ЖАҢА ТЕХНОЛОГИЯСЫ

Енсегенова У.К.

Ш.Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар және инжиниринг университеті, Ақтау қ.

Аңдатпа. Бұл мақалада мұнайға ілеспе газдарды күкіртті қосылыстардан тазалап, оларды ары қарай өңдеу арқылы құнды өнім алу технологиясы қарастырылған. Жаңа технологияны қолдану – мұнай өндіруді және күкіртті газды факельде жақпай-ақ оны жинауды біршама арттыруға мүмкіндік береді. Бұл әдіс – аймақтарды газдандыру және газ құбырларын шығынсыз орнату мәселелерін шешуге септігін тигізеді.

Түйінді сөздер: ілеспе газдар, салқындатқыш генератор, Клаус әдісі, күкіртсутегі, күкірт ангидриді.

Табиғи және ілеспе мұнай көмірсутек газдары отын және мұнай химиясының шикізатын өндіруде өте құнды шикізаттарға жатады. Бұл газдарды алғашқы өндеудің негізгі өнімдері – газ бензині, сұйытылған және құрғақ газдар, техникалық жеке көмірсутектері: пропан, н-бутан, изобутан, пентан. Табиғи және ілеспе мұнай газдарын өндеуді мұнай және газдардың үлкен кеніштерінде орналасқан газ өндеу зауыттарында іске асырады.

Өнімдердің сапасын арттыру және газ өндеу зауыттарының құрал-жабдықтарын пайдалану жағдайларын жақсарту мақсатында көмірсутекті газдарды механикалық қоспалардан алдын-ала тазалайды, құрғатады және одан кейін күкіртті сутегінен және көміртегінің қос оксидінен тазалайды. [1]

Кен орындарында мұнай төтелдерден жоғарғы, орта және төменгі қысымды баспалдақтарға түседі, мұнда қысымның күрт төмендеуінің нәтижесінде одан еріген газдар бөлінеді де, тұрақтандыруға, яғни жеңіл компоненттерді: этанды, пропанды, бутандарды және аздап пентандарды бөлуге жіберіледі. Тұрақтанған мұнайды мұнай өндеу зауытына айдайды, ал тұрақтанудан бөлінген газдар газ өндеу зауыттарының шикізаты болады.

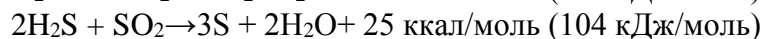
Мұнай және табиға газдар құрамына көмірсутектермен бірге қышқыл газдар – көмірсутегінің қос оксиді (CO_2) және күкіртті сутегі (H_2S) сондай - ақ, күкіртті қосылыстар – көміртегінің күкірт оксиді, қоскүкіртті көміртегі меркптандар, тиофендер және басқа қоспалар кіреді, олар белгілі жағдайда газдарды тасымалдауды және пайдалануды күрделендіреді, металдардың коррозиясын күшейтеді, каталитикалық процестердің тиімділігін төмендетеді және катализаторларды уландырады.

Мұнай кен орындарының негізгі мақсаты күкіртті көмірсутек газдарын қайта өндеу. Ілеспе газдарды күкірт қосылыстарынан тазалайтын, қолданыстағы газ өндеу зауыттары бұл күрделі шығындар мен экологиялық стандарттарға қойылатын

талаптарды қанағаттандырмайды. Ілеспе газдарды күкіртті көміртегі газдарынан тазалау кезінде абсорбция әдісі қолданылады. Бұл әдістің артықшылықтаымен бірге бірнеше кемшіліктері бар. Оған қысқаша тоқталатын болсақ. [2]

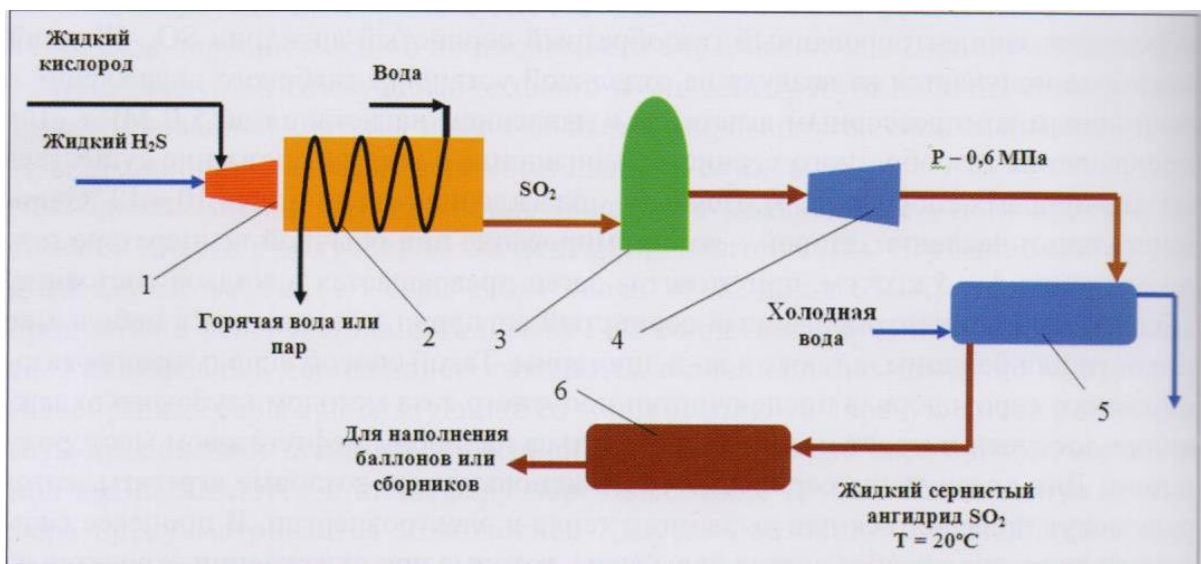
Күкіртті көміртегі газдарын мұнайға ілеспе газдардан жеке фаза ретінде бөліп алуда, құны қымбат тұратын, коррозияға төзімді қондырғылар және технологиялық жүйенің бірқалыпты процесін ұстап тұратын, күкіртті қосылыстарды өз бойына сіңіріп алатын, арнайы химиялық реагенттер қолданылады. Процесті абсорберден, десорберден және жанамма құрал-жабдықтардан тұратын қондырғыларда жүргізеді. Процес барысында факельді қондырғыдан шыққан қалдық газдар атмосфераға қолайсыз жағдайлар туғызады. Барлық газ өңдеу зауыттары әдетте, өртеуге арналған зиянды және құнарлы өнімдерді мерзімді түрде қажет ететін, факельді (алау) қондырғыларымен жабдықталған. Осындай кешенді комплекс күрделі автоматтандырылған жүйені және көптеген қолдау қызметтері бар жоғары білікті технологиялық қызметкерлерді қажет етеді.

Бөлінген қышқыл газы ары қарай өңделіп, Клаус әдісі бойынша одан сары түсті элементті күкірт алынады. Мұнда күкіртті сутегі жартылай тотығуға ұшырайды. Онда мынадай реакциялар жүреді. [3]



Күкірттің көптеп алынуы және оның төмен құндылығы оларды сатуда проблемалар туғызады. Күкіртті сутегі ауамен қоспа күйінде реакция жүретін пешке беріледі, мұнда күкіртті сутегі 450⁰С температурада күкірттің қос тотығына дейін жанады. Жану өнімі пайдалану қазанына түседі, мұнда ол 300⁰С-қа дейін суиды. Пайдалану қазанында конденсацияланған күкірт жинаушы ыдысқа түседі. Осыдан кейін қалған қалдық газдар атмосфераға жағылады. Қоршаған ортаның нашарлауы күкірт өндіру кешені болжанбаған технологиялық жағдайларға байланысты тоқтатылған жағдайда атмосфераға барлық күкіртсутегі газын жағуға мүмкіндік береді. Сонымен қатар бұл процесс құны қымбат тұратын катализаторларлы периодты түрде ауыстырып тұруды қажет етеді. Клаус әдісі бойынша күкірт өндіру қолданылуы жағынан ескі процестердің қатарына жатады және тиімсіз болып табылады. Сондықтан бұл әдісті қазіргі заманда қолдану аймағы біршама төмендеді. [4]

Қолданыстағы Клаус әдісінің жетпес кемшіліктерін жою мақсатында өндіріске жаңа альтернативті жаңа технологияларды ұсынылды. Бұл жаңа альтернативті технологияда, қышқыл газдардан тазарту және оларды ары қарай өңдеу процесіне жаңа қондырғы, айналмалы салқындатқышы бар генераторды енгізілді. Ол генератор -160⁰С төмен орта температурасына дейін өнімді салқындаады. Бұл енгізілген жаңа технологияда ілеспе газ терең салқындатыу процесінен өтіп тазаланады нәтижесінде компоненттері сығылған газ күйіне өтеді. Ұсынылған технологияда қышқыл газдарды өңдеу жабық жүйеде күкіртті сутекті жандырумен жүзеге асады. Міне осындай технологияға салқындатқыш генераторды енгізу, бұл процестің экономикалық шығынын неғұрлым төмендетіп, оның жұмыс жасау қарқындылығын арттырып, атмосфераға зиянсыз газдарды шығаруға жағдай жасайды.



1-сурет. Сұйық күкіртсутекті өңдеу схемасы. 1-форсунка, 2-котельный, 3-скруббер-кептірігіш, 4-компрессор, 5-холодильник, 6-сұйық күкірт ангидридин жинайтын цистерна

1-суретте сұйық күкіртсутекті өңдеу схемасы көрсетілген. Сұйық күкіртті сутек терең салқындатқыш қондырғысында жиналады. Сұйық оттегі ауадан арнайы салқындатқышы бар копрессорда 5 МПа дейін сұйыққа айналады. Сұйық күкірт сутек сұйық оттеппен форсункаға түсіп, пеште жанады. Бұл кезде газтәрізді концентрлі күкірт ангидриді SO_2 түзіледі. Түзілген газ тәрізді күкірт ангидриді сұйық күйге екі қарапайым жолмен өткізіледі. Яғни Бірінші- қалыпты қысымда минус $10-12^\circ\text{C}$ температураға дейін суытылады. Екінші- қалыпты температурада $4-5 \text{ кгс}^2/\text{см}$ дейінгі қысыммен газды сығып, сұйық күйге айналдыру. Түзілген концентрлі сұйық күкірт ангидриді арнайы ыдыстарда, цистерна, баллондарда жиналады. Мұндай газтәрізді күкірт сутекті терең салқындату арқылы концентрлі күкірт ангидридин алу барлық өндіріс орындарында қолдануға өте тиімді әрі оңай әдіс болып табылады. Сонымен қатар бұл процестің жүруіне аталған әдістерге қарағанда, соғұрлым аз шығын жұмсалады және атмосфераға шығарылатын газдар соғұрлым зиянсыз болып табылады.

Күкірт ангидридинің қолданылу аймағы өте кең тараған. Қазіргі кезде ол қағаз, картон өнімдерін өндіретін целлюлоза өндірістерінде кеңінен қолданылады. Газ тәріздес күкірт ангидриді күкірт қышқылын алуда қолданылады. Бұл күкірт қышқылын алу өндірісінің қоршаған ортаға тастайтын зиянды газдарды азайтады. Сонымен қатар сұйық күкірт ангидриді жеміс жидектерді тасымалдауда және сақтауда қолданылады.

Терең салқындату әдісімен ілеспе газды тазарту технологиясымен бірге қышқыл газды кәдеге жарату үлкен кенорындарда да, шағын газ аймақтарында да бар. Бұл жаңа технологияға қолданыстағы технологияға қарағанда неғұрлым аз шығын жұмсалады. Яғни ондағы насостар мен компрессорларды жылсайын ауыстыру шығыны күрделі емес және процес нәтижесінде атмосфераға зиянды, құнды өнімдер шығарылмайды. Сонымен қатар оған жұмсалатын кешеннің құны, алдын ала есептеулер бойынша, қазіргі қолданыстағы газдарды пайдаға асыру технологиясының кешендеріне қарағанда бірнеше есе төмен. Міне осындай күкіртсутегінің қолайлы қасиеттеріне нәтижесінде, болашақта күкіртсутегі, көмірсутегінің орнын басып, отын ретінде қолданылады. Жаңа технологияны қолдану – мұнай өндіруді және күкіртті газды факельде жақпай-ақ оны жинауды біршама арттыруға мүмкіндік береді. Бұл әдіс – аймақтарды газдандыру және газ құбырларын шығынсыз орнату мәселелерін шешуге септігін тигізеді.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Суербаев Х.А. Мұнай мен газды өндірудің және тасымалдаудың техникасы мен технологиясының негіздері. Алматы: Фолиант, 2008..
2. Омаралиев Т. Мұнай мен газды өңдеудің химиясы және технологиясы. Астана – 2011.
3. Рябов, В.Д. Химия нефти и газа: учебное пособие. Москва: ИД ФОРУМ, 2012, 336с.
4. Финько В.Е., Финько В.Е. Мерпейсов Х.С., Шарафиев М.Г. Комплекс очистки влажного нефтяного газа, содержащего сероводород и меркаптаны//Нефть и газ. 2004.

3- СЕКЦИЯ

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, КОММУНИКАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

ОӘЖ 681.518.5

ҰЛТТЫҚ ТЕРМИНДЕРДІҢ АҚПАРАТТЫҚ ЖҮЙЕСІН ТАЛДАУ ЖӘНЕ МОДЕРНИЗАЦИЯЛАУ

Есенова Г.Н., Сулейменова Б.Б.

Ш. Есенов атындағы КМТИУ., Ақтау қаласы

Аңдатпа. Бұл мақалада ұлттық терминологияны құру, оларды өңдеу бойынша кең ауқымды мәселелер, сондай-ақ Рухани жаңғыру шеңберінде ұлттық терминология бойынша веб-сайттарды құру және жаңғырту туралы талдау баяндалды.

Түйінді сөздер: автоматтандыру: технологиялық аппарат, технологиялық үрдістер, автоматтандырылған басқару жүйелері, гипермәтін, веб сайт, браузер, веб-платформа, Рухани жаңару, ұлттық терминдер, ақпараттық іздеу жүйесі

Егемендігімізді алғалы отандық ғалымдар көптеген терминдерді басқа ұлттардың тілінен қазақ тіліне ауыстыру жөнінде көптеген жұмыстар жасауда. Ал өзге тіл қорынан алынған термин сөздерге — *електір, мәнтер, лампы, панар, ыстанса, мәгінет, телегірап, төк, электірлену, батарейе, пуржыйна, рубилник, реостат* т.б. терминдер жатады. Байқап отырғанымыздай, өзге тіл сөздері қазақ тілі заңдылықтарына бағындырылып жазылған. Сонымен бірге атау сөздермен қатар бұл жерде *електірлену, мәгінеттену, жалғастыру, қосу, орнату, тарату, өткізу* сияқты етістік тұлғалы терминдердің де қолданылғанын айту керек. *«Егерде электір төгін (қоңырау батарейесінен делік) кеспелтек темірдің маңындағы (жан-жағындағы) сымдарға жіберген болсақ, жаңағы кеспелтек мәгінеттенеді. Мұны электір мәгінеті дейді. Өне бойы тұратын сымға өткізгіш орнату керек болды.*

Енді елімізде жаңа ақпараттық технологияның, Интернет технологияның қарқынды дамуына байланысты осы терминдерді көріп, қолдану әдістерін зерттеп, оларды веб сайт түрінде немесе терминдердің ақпараттық жүйесі түрінде жасақтап өңдеуде. Қазақстандағы өнеркәсіптегі даму, жоғары білім беру жүйесін жаңартуды, яғни бәсекелестікке қабілетті, еңбек нарығында сұранысқа ие бола алатын кәсіби мамандар дайындауды талап етуде. Мұнай газ саласын дамыту үшін жұмыс үстінде қарапайым кәсіби тілде, ұлттық тілде мамандардың айта білуі әліде болса жеткіліксіз. Мәселен, Тоқсаныншы жылдардан бері Терминологиялық комиссия әр сала бойынша терминдерді бекітіп келеді, мысалы, 1995 жылы жер туралы ғылымдар мен металлургия бойынша, жалпы техника және инженерлік ғылымдар бойынша «акватория - айдын», «отвал - үйінді», «движение винтовое – бұрандалы қозғалыс», «желоб - науаша», «привод - жетек», «обод - құрсау» сияқты көптеген терминдерді бекітті. Ал Терминкомның 1998 жылғы 24 маусымдағы мәжілісінде қазіргі күні қазақ тілінде жиі қолданылатын «дефект - ақау», «сотовый телефон – ұялы телефон» терминдері бекітілді. Сондай-ақ геология және тау-кен ісі бойынша «изумруд – зүбәржат», «кремень - шақпақтас», «шлих - түпшайма», «шлиф - тілімтас» секілді терминдер де сәтті шықты деуге болады. Техникалық салалар бойынша терминжасауды зерттеу мәселесімен көптеген мамандар (мысалы, профессор Шәмшиден Әбдіраман және т.б.) айналысып жүргендіктен бұл проблемаға тоқталуды артық көрдік.

2001 жылы «Рауан» баспасынан әр саланың жетекші мамандары өз үлестерін қосқан, 155 000 сөзді қамтитын Терминологиялық комиссия бекіткен орысша-қазақша және қазақша-орысша 31 томдық салалық терминологиялық сөздіктер шығарылды [1].

Бүгінгі кезде кез келген өнеркәсіп жұмысын жоғары деңгейде қою үшін оның жұмысын автоматтандыру керек, яғни мекеменің сайтың құру керек.

Ол үшін мынадай мәселелерді шешу қажет :

- 1) Сайт құрылымын (схемасын) және сайт картасы жасау
- 2) HTML гипермәтінді белгілеу тілін және CSS стильдер кестелерінің тілін қолдану
- 3) WordPress веб-платформасын және PHP тілін қолдану
- 4) Оқу курсының веб-сайты әртүрлі графиканы енгізуді және анимацияларды қолдауы қажет
- 5) Сайтты оқу курсының ақпараттармен толтыру
- 6) Электрондық ресурсты Интернетте орнату

Бүгінгі күні веб-сайтты құру және оны басқару көптеген кәсіпорындардың өзекті қажеттілігіне айналды. Оның себебі сайт коммуникациялық құрал ретінде саналады, кәсіпорынның тақырыбы мен бағытын толығымен көрсететді және де кәсіпорынның өнімінің немесе қызметінің мақсатты аудиториясын өздеріне тартуға мүмкіндік береді.

Сондай-ақ, сайтты құру компанияның қызметін шекарасын кеңейту және Интернет аймағындағы жаңа маркетингтік саланы дамыту болып табылады. Сондықтан, сайт коммерциялық құрал болып табылады [2].

Сайттың дамуы пайда мен табыс көзі ретінде қарастырылуы мүмкін. Жиі сайт онлайн-дүкен функциясын орындайды немесе кәсіпорынның нақты өнімін сатып алу туралы толық ақпаратты қамтиды. Сондай-ақ, көптеген бизнес-сайттар өнімнің өзі туралы, сатып алуды ынталандыру, тапсырыс беру туралы ақпаратты қамтиды.

Веб-сайт пайдаланушыға ыңғайлы интерфейске ие болуы керек және ақпараттық технологиялардың арнайы білімі жоқ пайдаланушыға арналып жұмыс істеуі керек.

Тұрақты веб-сайтты қамтамасыз ету үшін веб-құрушыға қажет:

- түрлі браузерлермен үйлесімділігін тексеру;
- әртүрлі операциялық жүйеде кодтың үйлесімділігін тексеру;
- экран ажыратымдылықтарымен үйлесімділігін тексеру;
- сервердің ақаулығынан жоғалған ақпаратты қалпына келтіруді қамтамасыз ету.

Веб-сайтты тиімді пайдалану үшін келесі шарттар қажет:

- веб-сайт орналасқан сервердің сапасы;
- өзгерілген ақпаратты қайта қалпына келтіру, сондай-ақ ең бастапқы деректерге өту мүмкіндігі.

Веб-сайт тиімділігін тексеру оңай болуы тиіс, сайттың дұрыс жұмыс істеуін тексеретін арнайы сынақтар (тесттер) дайын болуы тиіс.

Веб-сайт пайдаланушының браузер терезесінде көрсету үшін, пайдаланушы мен сервер арасында ақпараттар алмасу **жеткізу** процессі деп аталады.

Пайдаланушыға веб-бетті жеткізу, оны құрумен бірге маңызды. Сайттың танымалдылығы өз кезегінде сайттың қолданушының сұранысына тез жауап беруіне байланысты. Көптеген дизайнерлер сайттың жылдамдығы қажет екенін түсінеді. Көп кездерде сайттың жылдамдығы графикалық файлдарының өлшемі мен қолданушының қосылу жылдамдығына байланысты. Басқа да факторлері бар. Бұлар трафик, протоколдың түрі, сервердің түрі, сайттың мазмұны және т.б. Дизайнер осы факторлерді біліп, сайтты қолданушыға жеткізу аспектісін анықтау қажет[3].

Баспа жарнамасы компанияның қызметін толығымен көрсете алмайды және де жарнамалық буклеттер мен брошюралардағы ақпарат тез арада өзектілігін жоғалтады.

Осыған байланысты, сайттың дамуы жарнамалық құралдар мен стратегиялардың керемет арсеналымен бизнес мақсаттарына жетудің жаңа мүмкіндіктері мен тәсілдерін ашады. Веб-сайтты дамыту – деңгейде болуын және өзектілігін көрсету. Өйткені кез-келген жағдайда инновациялық технологияларды пайдалану кәсіпорынның имиджіне және бағалауына әсер етеді. Осы себепті бүгінгі күні сайттың дамуы - бұл қазіргі заманға сай және танымал қызмет.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. XX ғасырдағы қазақ әдеби тілі / Жауап. ред. Б.Әбілқасымов. — Астана: Елорда, 2000. — 344 б.
2. Бөрібаев Б. т. б. Информатика терминдерінің түсіндірме сөздігі..- Алматы, РИК.- 2000;
3. Федорчук А. «Как создаются WEB-сайты»: краткий курс. «ПИТЕР». Санкт-Петербург.2000.

ОӘЖ 622.276.05.

ӨНЕРКӘСІПТЕ ВЕБ САЙТТЫ ҚОЛДАНУДЫҢ ЕРЕКШЕЛІГІ

Сапарова А.С., Сулейменова Б.Б.,

Ш. Есенов атындағы Каспий мемлекеттік технологиялар және инжиниринг университеті, Актау қаласы

Андатпа. Бұл мақалада ақпаратты өңдеу бойынша кең ауқымды мәселелер, мұнай-газ саласы кәсіпорындарының қызметін автоматтандыруды пайдалану қажеттігі баяндалды, сондай-ақ өндірістік кәсіпорындардың веб-сайттарын құру және әзірлеу туралы қаралды.

Түйінді сөздер: автоматтандыру: технологиялық аппарат, технологиялық үрдістер, автоматтандырылған басқару жүйелері, гипермәтін, веб сайт, браузер, веб-платформа

Қазақстандағы өнеркәсіптегі даму, жоғары білім беру жүйесін жаңартуды, яғни бәсекелестікке қабілетті, еңбек нарығында сұранысқа ие бола алатын кәсіби мамандар дайындауды талап етуде. Мұнай газ саласында дамыту үшін , оған білікті маман керек. Ол маман әрине кешегі ЖОО студент. Олай болса әр саладағы маман біліктілігі, кешегі оқыған студенттердің білім беру мазмұнынан шығады. Білім мазмұнының сапасын арттыру, сол сияқты қоғам дамуын айқындайтын негізгі көрсеткіштердің бірі – оның ақпараттану кезеңіне өтуі болып табылады. Бүгінгі күні адамзаттың шығармашылық әрекетінің жемісі – ақпаратты тиімді пайдалану арқылы ғана ғылыми-техникалық прогресті одан әрі дамыту керек болатындығы белгілі болып отыр. Өйткені ол ақпараттық қоғам жағдайында экономика, техника, ғылым, саясат және жалпы қоғам дамуының шешуші күшіне айналууда. Қазіргі кезеңдегі білім беру үдерісіне жаңа ақпараттық технологияны кеңінен енгізудің, сонымен қатар студенттің ақпараттық мәдениетін дамытудың негізгі ерекшелігі оның қолданбалы бағыттылығын, пәнаралық байланыстарды сәйкестендіретін оқудың мазмұны мен мақсатын нақты көрсететін жолдарын іздестіру болып табылады [1].

Бүгінгі кезде кез келген өнеркәсіп жұмысын жоғары деңгейде қою үшін оның жұмысын автоматтандыру керек, яғни мекеменің сайтын құру керек.

Ол үшін мен мынадай мәселелерді шешу қажетпін:

7) Сайт құрылымын (схемасын) және сайт картасы жасау
8) HTML гипермәтінді белгілеу тілін және CSS стильдер кестелерінің тілін қолдану

9) WordPress веб-платформасын және PHP тілін қолдану

10) Оқу курсының веб-сайты әртүрлі графиканы енгізуді және анимацияларды қолдауы қажет

11) Сайтты оқу курсының ақпараттармен толтыру

12) Электрондық курсты Интернетте орнату

Бүгінгі күні веб-сайтты құру және оны басқару көптеген кәсіпорындардың өзекті қажеттілігіне айналды. Оның себебі сайт коммуникациялық құрал ретінде саналады, кәсіпорынның тақырыбы мен бағытын толығымен көрсететді және де кәсіпорынның өнімінің немесе қызметінің мақсатты аудиториясын өздеріне тартуға мүмкіндік береді.

Сондай-ақ, сайтты құру компанияның қызметін шекарасын кеңейту және Интернет аймағындағы жаңа маркетингтік саланы дамыту болып табылады. Сондықтан, сайт коммерциялық құрал болып табылады [2].

Сайттың дамуы пайда мен табыс көзі ретінде қарастырылуы мүмкін. Жиі сайт онлайн-дүкен функциясын орындайды немесе кәсіпорынның нақты өнімін сатып алу туралы толық ақпаратты қамтиды. Сондай-ақ, көптеген бизнес-сайттар өнімнің өзі туралы, сатып алуды ынталандыру, тапсырыс беру туралы ақпаратты қамтиды.

Веб-сайт пайдаланушыға ыңғайлы интерфейске ие болуы керек және ақпараттық технологиялардың арнайы білімі жоқ пайдаланушыға арналып жұмыс істеуі керек.

Тұрақты веб-сайтты қамтамасыз ету үшін веб-құрушыға қажет:

- түрлі браузерлермен үйлесімділігін тексеру;
- әртүрлі операциялық жүйеде кодтың үйлесімділігін тексеру;
- экран ажыратымдылықтарымен үйлесімділігін тексеру;
- сервердің ақаулығынан жоғалған ақпаратты қалпына келтіруді қамтамасыз

ету.

Веб-сайтты тиімді пайдалану үшін келесі шарттар қажет:

- веб-сайт орналасқан сервердің сапасы;
- өзгерілген ақпаратты қайта қалпына келтіру, сондай-ақ ең бастапқы деректерге өту мүмкіндігі.

Веб-сайт тиімділігін тексеру оңай болуы тиіс, сайттың дұрыс жұмыс істеуін тексеретін арнайы сынақтар (тесттер) дайын болуы тиіс.

Веб-сайт пайдаланушының браузер терезесінде көрсету үшін, пайдаланушы мен сервер арасында ақпараттар алмасу **жеткізу** процессі деп аталады.

Пайдаланушыға веб-бетті жеткізу, оны құрумен бірге маңызды. Сайттың танымалдылығы өз кезегінде сайттың қолданушының сұранысына тез жауап беруіне байланысты. Көптеген дизайнерлер сайттың жылдамдығы қажет екенін түсінеді. Көп кездерде сайттың жылдамдығы графикалық файлдарының өлшемі мен қолданушының қосылу жылдамдығына байланысты. Басқа да факторлері бар. Бұлар трафик, протоколдың түрі, сервердің түрі, сайттың мазмұны және т.б. Дизайнер осы факторлерді біліп, сайтты қолданушыға жеткізу аспектісін анықтау қажет.

Баспа жарнамасы компанияның қызметін толығымен көрсете алмайды және де жарнамалық буклеттер мен брошюралардағы ақпарат тез арада өзектілігін жоғалтады. Осыған байланысты, сайттың дамуы жарнамалық құралдар мен стратегиялардың керемет арсеналымен бизнес мақсаттарына жетудің жаңа мүмкіндіктері мен тәсілдерін ашады. Веб-сайтты дамыту – деңгейде болуын және өзектілігін көрсету. Өйткені кез-келген жағдайда инновациялық технологияларды пайдалану кәсіпорынның имиджіне және бағалауына әсер етеді. Осы себепті бүгінгі күні сайттың дамуы - бұл қазіргі заманға сай және танымал қызмет.

1. Мұхамбетжанова С.Т., Мелдебекова М.Т. «Педагогтардың ақпараттық-коммуникациялық технологияларды қолдану бойынша құзырлылықтарын қалыптастыру әдістемесі»-оқу құралы,ББЖКБАРИ,Алматы, «Дарын» баспасы, 2010 ж.;

2. Федорчук А. «Как создаются WEB-сайты»: краткий курс. «ПИТЕР». Санкт-Петербург.2000.

УДК 004.912

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ АБИТУРИЕНТОВ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ТЕСТИРОВАНИЯ

Н.М. Баданова, А.Ж. Картбаев

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга
имени Ш. Есенова

Аннотация. В статье рассматривается внедрение результатов исследований в практику учебного процесса, которое позволит повысить качество обучения в определенной системе во всех учебных заведениях. Рассматриваются методы и модели систем обучения, с конкретным определением цели, средств, методических указаний, которые позволяют формировать умения абитуриентов, добиваясь заданного уровня качества по разделам и темам на предмете. Разработана определенная форма учета, тотальный контроль, позволяющие прогнозировать цели и результаты, оперативно управлять ходом учебного процесса в комплексной программе.

Ключевые слова: учебный процесс, методические указания, прогнозирование результатов, комплексная программа.

Традиционная система образования, построенная на "линейной" организации, воспроизводстве полученной суммы знаний, не в полной мере соответствует современным требованиям, предъявляемым к подготовке абитуриентов. При обычном планировании, все отчетливее проявляются недостатки существующей системы образования, связанной с количественного накопления суммы знаний, преимущественно развивающей внимание и память, не заботясь о развитии мышления. Невысокая эффективность деятельности системы объясняется: несовершенством системы образования, плохо используются идеи обобщения, теория поэтапного обучения, бессистемностью содержания учебного материала, отсутствие адекватной системы критериев готовности до творческого уровня. Подготовка зависит от результатов изменения системы обучения, понимания того, чему, сколько, как, кого, для чего нужно учить абитуриента, чтобы они решали возникающие проблемы образования. Все это свидетельствует об актуальности тематики исследования.

Основой проводимого исследования является анализ литературных источников по данной проблеме, различный состав, структура, способы организации, содержания учебного материала и учебного процесса в учебных группах на учебном предмете педагогического цикла. Построена современная модель, которая позволила разработать комплексную программу обучения, обосновать состав, структуру содержания учебного материала, определить возможный уровень готовности. В комплексной программе предусмотрено решение всех выявленных проблем, мешающих повысить качество подготовки абитуриентов, определить форму и способы организации учебного материала и учебного процесса за счет схем системно-структурного анализа,

методических карт обучения адекватных критериев оценки качества в целом учебном предмете.

Весь учебный предмет в комплексной программе представлен в виде "дерева целей" или "модели моделей" в интегрированном, взаимосвязанном виде по всем разделам подготовки абитуриентов. Такое построение комплексной программы позволяет прогнозировать цели и результаты, контролировать и управлять, используя оптимальные пути и средства на разных этапах в ходе обучения. Комплексная модель учебного процесса, являлась "мерой, системой, инструментом", анализа проводимого эксперимента на предмете.

Различные способы, методы организации и управления учебным процессом на разных этапах обучения позволяли решать специфические, так и комплексные цели проводимого исследования. В современном мире веб-технологий способны выполнять множество задач, в том числе в некоторых аспектах заменяет людской труд. Главными преимуществами веб-технологий перед персональными компьютерами являются компактность, доступность, а также растущие вычислительные мощности. Сфера использования веб-технологий также может быть распространена на обеспечение исходными данными в задачах машинного обучения, для получения которых абитуриент должен выполнить различные действия в процессе использования приложения. Результатом работы является разработанное веб приложения на платформе Django, позволяющее собирать и анализировать данные. Для работы также необходим сервер, с которым будет работать веб приложение. Пользовательский интерфейс приложения представлен на Рисунок-1.



Рисунок-1 – Скриншот приложения

В качестве разработки серверной части веб приложения была выбрана платформа Django с использованием высокоуровневого языка программирования Python.

Ряд функции приложения:

- тесты сортируются по категориям;
- есть возможности оставлять комментарии к тестам;
- данные о тестах сохраняются в учетной записи пользователя;
- предоставляются оценки для пользователей.

Вывод. Все выше перечисленные разработки, позволили построить комплексную унифицированную программу подготовки абитуриента с заданным

уровнем качества, за счет сочетания различных форм и способов организации учебного материала и учебного процесса на целом предмете.

ЛИТЕРАТУРА

1. Прохорова М.В. Теоретические и методические основы формирования управленческой компетенции - СПб, 1993, 429с.
2. Рассел Д. Django (web framework). – М.: Книга по Требованию, 2013. – 103 с.
3. Платонов К.К. Структура и развитие личности. М.: ,Наука, 1986,-256с.
4. Михеев В.И. Теория моделирования и теория измерения в педагогике М.: Высшая школа, 1987,-96с.
5. Леонтьев А.И. О формировании способностей. //Вопросы психологи М.:, 1960, N1, 16.
6. Левшин Л.А.Логика педагогического процесса. М.:,1978,-78 с.

УДК 004.912

МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ МОБИЛЬНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ ДЛЯ ОБРАБОТКИ И АНАЛИЗА ДАННЫХ

Бектилеу М.М., Картбаев А.Ж.

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга
имени Ш. Есенова

Аннотация. В статье предложен подход к сбору и анализу данных по предметной области, основанный на применении мобильных приложений. Рассматриваются методы мобильной разработки для автоматизации машинного обучения в ситуациях ограниченности обучающей выборки из целевых текстов необходимого объема. Приводится описание алгоритма сбора данных из разных групп пользователей, и обработка результатов экспериментального исследования на основе пользовательских данных, для которых были определены основные категорий данных в соответствии с видом деятельности.

Ключевые слова: анализ данных, мобильная разработка, машинное обучение, оценка релевантности.

Машинное обучение (МО) — подобласть компьютерной науки, которая занимается такими задачами, как распознавание лиц, распознавание речи, обработка естественного языка, прогнозный анализ, глубокое обучение (глубокие нейронные сети) и многие другие. Для решения таких задач применяются различные инструменты. Так как существует много инструментов машинного обучения стоит их разделить на платформы и библиотеки. Платформа предоставляет все, что нужно для запуска проекта, в то время как библиотека предоставляет только дискретные возможности. В нынешний день существуют различные инструменты и платформы для решения задач машинного обучения. Онлайн-платформы могут предоставить все те возможности, которые доступны в инструментах машинного обучения и даже больше, так как разработчиками таких платформ являются лучшие специалисты в этой сфере. Такие платформы предоставляют возможности для завершения проекта машинного обучения от начала до конца. А именно, анализ данных, подготовка данных, моделирование, оценка и выбор алгоритма [1].

Наша работа посвящено исследованию особенностей применения машинного обучения – раздела искусственного интеллекта, изучающий методы построения алгоритмов, способных выявлять скрытые зависимости в пользовательских данных. В ходе данной работы была решена задача построения мобильного приложения для моделирования обучения с учителем, где обучение будет проходить на размеченных данных, состоящее из множества пар запроса и ответа. Алгоритм основан на том, чтобы составить зависимость между данными пользователей и выдавать для запроса к собранным данным ответ с определенной точностью. В данном случае задача классификации объектов, сгруппированных некоторым образом по классам будет основана на выборке из такого же множества объектов, где искомые классы необходимо установить экспериментальным путем.

В современном мире операционные системы на мобильных устройствах способны выполнять множество задач, в том числе в некоторых аспектах заменяет людской труд. Главными преимуществами мобильных устройств перед персональными компьютерами являются компактность, доступность, а также растущие вычислительные мощности. Сфера использования мобильных приложений также может быть распространена на обеспечение исходными данными в задачах машинного обучения, для получения которых покупатель должен выполнить различные действия в процессе использования приложения. Результатом работы является разработанное мобильное приложения для устройств на платформе iOS, позволяющее собирать и анализировать данные [2]. Для работы с данными также необходим сервер, с которым будет работать мобильное приложение. Пользовательский интерфейс приложения представлен на Рисунок-1. Ряд функции приложения:

- данные сортируются по категориям;
- есть возможности оставлять комментарии к данным;
- данные об опросах сохраняются в учетной записи пользователя;
- предоставляются оценки качества данных.



Рисунок-1 – Скриншот приложения

Для реализации приложения была выбрана интегрированная среда разработки Xcode, которая является самой популярной средой для разработки приложений для мобильной платформы iOS. Interface Builder, который позволяет разработчикам создавать графические интерфейсы, и iOS Simulator, используемый для тестирования готового приложения, входят в состав Xcode.

Основной язык программирования для разработки приложения выбран Swift, который является компилируемым объектно-ориентированным языком программирования, используемый корпорацией Apple. Для разработки мобильных приложений для платформы iOS используется фреймворк Cocoa Touch. Фреймворк

Cocoa Touch предоставляет уровень абстракции для iOS. Cocoa Touch основана на классах фреймворка Cocoa, используемого в Mac OS X, и, аналогично ей, использует язык Swift. Cocoa Touch следует шаблону проектирования ModelView-Controller.

В качестве разработки серверной части мобильного приложения была выбрана платформа Django [3] с использованием высокоуровневого языка программирования Python.

Вывод. В результате анализа предметной области и существующих средств разработки, нами была сформулирована постановка задачи, рассмотрены аналогичные проекты [4], имеющиеся на рынке, а также рассмотрены инструменты для разработки мобильного приложения [5].

ЛИТЕРАТУРА

1. Артиков М. Э. Онлайн платформы машинного обучения // Молодой ученый. — 2016. — №12.4. — С. 11-13.
 2. Clayton C. iOS 10 Programming for Beginners. – Birmingham: Packt Publishing, 2016. – 678 p.
 3. Рассел Д. Django (web framework). – М.: Книга по Требованию, 2013. – 103 с.
 4. Cohen W. W., Singer Y. Context-Sensitive Learning Methods for Text Categorization // Proceedings of SIGIR-96, 19th ACM International Conference on Research and Development in Information Retrieval / ACM Press, N. Y., US, 1996. P. 307–315.
- Kim Y. Convolutional neural networks for sentence classification // published on arXiv. — URL: <https://arxiv.org/pdf/1408.5882.pdf>. — 2014. Проверено: 8.04.2019

УДК 620.92

ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ (ВИЭ) И НЕФТЬ

Балекова А.А.

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга
имени Ш. Есенова

Аннотация. В статье рассматриваются применения виды возобновляемых источников энергии в нефтепромысле и их энергоэффективность. Практически все отрасли промышленности и экономики внедряют в свои системы источники альтернативного получения энергии, которые помогают существенно снизить издержки и при этом гарантировать получение необходимого количества энергии.

Ключевые слова: энергия, возобновляемые источники энергии, ветер, солнце

Энергоэффективность является одним из ключевых понятий в современных отраслях народнохозяйственной деятельности. Практически все отрасли промышленности и экономики внедряют в свои системы источники альтернативного получения энергии, которые помогают существенно снизить издержки и при этом гарантировать получение необходимого количества энергии. Поэтому можно сказать с уверенностью, что энергоэффективность и применение ВИЭ являются отождествленными понятиями. [1]

Стоит заметить, что если пользователь по своей сути является «неэнергоэффективным», то использовать ВИЭ он вряд ли будет. К примеру, нельзя назвать эффективным использование солнечных батарей для обогрева помещения, в котором нет окон или круглосуточно гуляют сквозняки. Следовательно, чтобы

энергоэффективность за счет применения ВИЭ проявилась должным образом, потребители должны изначально получить достаточно полную информацию и осознать, что в настоящее время энергию необходимо тщательно экономить.

Лишь в таком случае он примет к вниманию все сведения и будет задействовать специальные механизмы, которые позволят экономить электроэнергию на практике. В такой ситуации ВИЭ смогут помочь повысить энергоэффективность того или иного объекта, который нуждается в больших энергетических затратах.

Альтернативная энергия имеет ряд преимуществ, но те, кто использует ископаемое топливо для получения прибыли будут уверять в обратном. Пора перестать использовать популярный, но токсичный источник энергии и заменить его на более экологический. Несмотря на то, что крупнейшие нефтегазовые компании уже нашли своих потенциальных покупателей и этот бизнес неустанно набирает обороты, все же и ему придется подвинуться и дать место новым альтернативным источникам энергии.

В 2012 году углеродное топливо, уголь, нефть и природный газ покрыли 87% мирового энергопотребления. Поняв истинную стоимость использования ископаемого горючего, мировые лидеры осознали важность альтернативных источников энергии. Еще одна причина для этого - снижение поставок нефти во всем мире. Месторождения нефти иссякают с рекордной скоростью.

Люди не могут создать ископаемые источники, на их формирование уходят миллионы лет. Если человечество не уменьшит зависимость от этих ресурсов, то они иссякнут навсегда. 10 самых чистых городов планеты отказались от природных источников энергии в пользу альтернативных. Они являются самыми экологически чистыми городами в мире. К 2035 году будет возможно на 25% покрыть энергопотребления возобновляемыми источниками. Трудно поверить, но ископаемое топливо намного опаснее ядерного. Это дает толчок развитию альтернативных и возобновляемых источников энергии. Зачем тратить миллиарды на загрязнение планеты, когда энергию можно получать из природных, возобновляемых источников вроде солнца, ветра, рек и океанов? [2]

Ветер - неиссякаемый ресурс. Он не разрушает озоновый слой. Еще до повсеместной электрификации, ветряные мельницы качали воду, помогали шахтерам и мололи зерно. Но, несмотря на это, энергия ветра не выглядела альтернативным источником энергии до 1980 годов, когда в Калифорнии запустили первые мельницы.

На 2014 г в Калифорнии используется 13000 ветряных турбин. Простую трехлопастную турбину менее 100 кВт можно подключить напрямую к дому, промышленному зданию или вспомогательным сооружениям, а мельницу с мощностью более 100 кВт можно подключать уже к общей энергосистеме. Сейчас набирает популярность еще один способ получения энергии из ветра – морские ветряные фермы. Они берут энергию из ветра, который дует над поверхностью океана и работают по тому же принципу, что и наземные турбины. *Еще один плюс ветряной энергии - для работы не используется вода, которая является жизненно необходимым элементом.*

Энергия, добываемая из воды достаточно популярна во всем мире. Она покрывает более 75% энергопотребления чистой и дешевой энергией.

Дамба Итапу в Парагвае производит 90% энергии в стране и почти 20% энергии в Бразилии за счет вод. Первая гидроэлектростанцию построили на Ниагарском водопаде на границе между США и Канадой в 1879 году. Она производит нечто большее, чем просто экологически чистую энергию – водохранилище питает окружающие поселения и контролирует уровень воды в реке, предотвращая наводнения.

В настоящее время гидроэлектростанция обходится дешевле в половину, чем солнечные панели. Гидроэнергетика сейчас является наиболее эффективным

источником энергии. КПД угольных и газовых электростанций составляет 50 %, в то время как коэффициент полезного действия ГЭС составляет 90%.

В 1767 году швейцарский ученый Орас Бенедикт де Соссюр построил первое устройство для получения солнечной энергии. Тепло, которое получилось из солнечного света, использовалось для купания и готовки. Клэрэнс Кэмп запатентовал первый водонагреватель, который работал на солнечных лучах.

Эта отрасль жизнеспособна в отличие от иссякающих запасов нефтяного топлива. Современные солнечные панели требуют малых усилий для поддержания рабочего состояния. *Срок службы - от 20 до 30 лет. Стоимость установки панелей окупится в течение нескольких лет.* Окна, крыши, дороги, машины и поезда, покрытые панелями, могут стать источником энергии в будущем.

Биомасса – источник возобновляемой, экологически чистой энергии, которую можно накапливать и использовать. Жидкое биотопливо уже широко используется по всему миру. Среди всех видов можно выделить этанол и биодизель, которыми заправляют автомобили после некоторых модификаций. Твердое топливо получают из стеблей кукурузы, рисовой шелухи и отходов производства. Биоэнергетика уменьшает количество отходов сельского хозяйства и является постоянным источником топлива для автомобилей.

Энергия земных недр давно используется людьми. Ученые оценивают температуру ядра в 5960 градусов Цельсия. Пласты земли проводят тепло из глубин на поверхность. Тут начинается геозэнергетика.

Эта энергия использует тепло земных глубин. В 2010 году в Исландии пять геотермальных электростанций производили 25% электричества, необходимого в стране. Для получения энергии бурят шахту глубиной в километр, чтобы добраться до пара или подземных горячих озер. Вода и пар поднимаются на поверхность, где вращают турбины и вырабатывают электричество.

Приливные турбины используют приливные и отливные течения для выработки энергии. Минусы с поиском подходящего места покрываются предсказуемостью этого ресурса. Ветреные и солнечные источники зависят от погоды, которую предугадать трудно, в то время, как приливы и отливы стабильны. Течения крутят морские подводные турбины, что позволяет получать энергию и не сказывается на пейзаже.

Энергия океана не исчерпывается приливами и подводными течениями. Волновые фермы находятся на поверхности, образую линии, вырабатывающие энергию.

Устройства используются для получения энергии из волн. Кабели передают их на морские или наземные накопители. В 2008 году Португалия опробовала первую морскую волновую ферму, которая располагалась в 5 км от берега.

Сторонники традиционной энергетики самым актуальным вопросом считают стоимость ВИЭ. Они аргументируют свою точку зрения с позиции обывателя, то есть принимают во внимание все факторы, от стоимости разработок и внедрения в систему до конечной цены энергетического продукта. В результате сумма получается довольно впечатляющей.

Нельзя сказать, что их аргументы «притянуты за уши». Нельзя не отметить, что дороговизна ВИЭ является установленным фактом. Но в развитии ВИЭ заинтересованы в первую очередь те страны, которые имеют малый объем традиционных топливных ресурсов или же нуждаются в огромных объемах энергии. В первую очередь это страны Европы, США, Китай и Индия. Испытывая нехватку ресурсного потенциала, они по сути попадают в кабалу к тем государствам, которые обладают большими запасами ресурсного потенциала.

Среди них Саудовская Аравия, Россия, Катар, Бахрейн, Венесуэла и другие. Поэтому выделение средств на развитие сегмента ВИЭ — энергии позволит снизить зависимость импортного сырья и спровоцирует появление собственной полноценной энергетической безопасности в будущем. Только вот чтобы добиться этой цели, необходимо провести масштабные работы и реформы, а далеко не все страны к этому готовы.

Немаловажным фактором для стремительного развития ВИЭ называют снижение стоимости произведенной энергии. Этот факт нельзя игнорировать. Только за период с 1980 года и по 2014 год, стоимость вырабатываемой энергии фотоэлектрическими технологиями снизилась в 100 раз, а снижение стоимости ветровой энергии за этот же промежуток времени зафиксирован на уровне в 15 раз. Это положительный момент для развития промышленного производства, поскольку со снижением расходов на выпуск продукции, снижается и ее себестоимость.

Не менее важной причиной государственной ориентированности на развитие отрасли ВИЭ — энергетики является экспорт новых технологий и оборудования в другие страны. Этот аргумент стал наиболее значимым в Китае, который завоевал самую большую рыночную долю фотоэлектрических преобразователей. Также этот фактор считается ключевым и в Германии. По сути освоение ВИЭ приводит к развитию экономики, появлению новых промышленных предприятий, и как следствие — к увеличению численности рабочих мест и повышению уровня жизни населения.

В настоящее время в сегменте ВИЭ работает свыше 8 млн. человек. Из них Китай оперирует 3,3 млн. рабочих мест, США — 0,7 млн. рабочих мест, Бразилия — около 1 млн., Индия — 0,5 млн., Япония — 0,2 млн., и ЕС — 1,2 млн. (из которых только на долю Германии приходится 400 тыс. рабочих мест).

Наиболее эффективно энергоустановки сейчас вырабатывают энергию, которая оценивается в 8 центов за 1 кВт ч, а в то же время традиционные источники органического топлива вырабатывают энергию стоимостью от 4 до 15 центов за 1 кВт*ч. [3]

Учитывая мировую тенденцию к популяризации альтернативных источников энергии, многие настроены на то, чтобы активно внедрять так называемые «ВИЭ рельсы», которые дадут максимум энергии при минимуме затрат. В нашей стране популярность имеет другая точка зрения. Отечественные эксперты говорят о целесообразности поиска новых технологий, которые будут развивать традиционную энергетическую систему на основе атомной энергетики и полезных ископаемых. Такая позиция является вполне понятной, ведь масса энергоресурсов позволяет быть одним из мировых лидеров по выработке энергии.

ЛИТЕРАТУРА:

1. <http://ultra-term.ru/analitika/analiz-vzaimosvyazi-energoeffektivnosti-i-vozobnovlyaemyx-istochnikov-energii.html>
2. <https://batop.ru/10-istochnikov-energii-kotorye-unichtozhat-neftyanuyu-promyshlennost>
3. <https://mplast.by/novosti/2017-11-06-neft-i-vozobnovlyaemyie-istochniki-energii/>

BIOMASS AS A SOLAR ENERGY STORE

Essemgul Bussurmanova

Caspian State University of Technology and Engineering named after Sh. Yessenov

Abstract. The article deals with the introduction of bioenergy as a solar energy store. Bioenergy is the general term for energy derived from materials such as wood, straw, oilseeds or animal wastes which are, or were recently, living matter, referred to collectively as biomass. Wood pellets, charcoal, bioethanol and biodiesel are all examples of energy-rich materials derived from biomass.

Keywords: bioenergy, biomass, solar energy, photosynthesis, energy consumption

All the Earth's living matter, its total biomass, exists in the thin surface layer called the biosphere. It forms only a tiny fraction of the total mass of the Earth, but represents an enormous store of chemical energy. Although replenished by the flow of energy from the Sun, through the process of photosynthesis. This in effect takes in carbon dioxide from the air, and uses it to make living material, releasing oxygen in the process. Although only a small fraction of the solar energy reaching the Earth each year is fixed in this way, the amount fixed annually as chemical energy in biomass is nevertheless equivalent to between two and five times the world's total primary energy consumption.

Bioenergy is the general term for energy derived from materials such as wood, straw, oilseeds or animal wastes which are, or were recently, living matter, referred to collectively as biomass. Wood pellets, charcoal, bioethanol and biodiesel are all examples of energy-rich materials derived from biomass.

All the Earth's living matter, its total biomass, exists in the thin surface layer called the biosphere. It forms only a tiny fraction of the total mass of the Earth, but represents an enormous store of chemical energy. Although replenished by the flow of energy from the Sun, through the process of photosynthesis. This in effect takes in carbon dioxide from the air, and uses it to make living material, releasing oxygen in the process. Although only a small fraction of the solar energy reaching the Earth each year is fixed in this way, the amount fixed annually as chemical energy in biomass is nevertheless equivalent to between two and five times the world's total primary energy consumption.

It is important to appreciate that biomass is also vital in maintaining the Earth's atmosphere. If something were to sweep away all the plant life on Earth, the resulting loss of mass would be no more than one part in a billion – like blowing the dust off a school globe. Yet the physical consequences of this infinitesimal change would be enormous. There would no longer be a supply of oxygen to the atmosphere, and it is the particular mixture of nitrogen, oxygen and trace gases such as CO₂ in the atmosphere which maintains the surface conditions on the Earth [1].

In nature, the energy that has been stored in the biomass of plants is dissipated through a series of conversions. These involve metabolic processes such as respiration (effectively the reverse of photosynthesis) in living matter, and physical processes such as re-radiation of heat energy and the evaporation of water (figure 1).

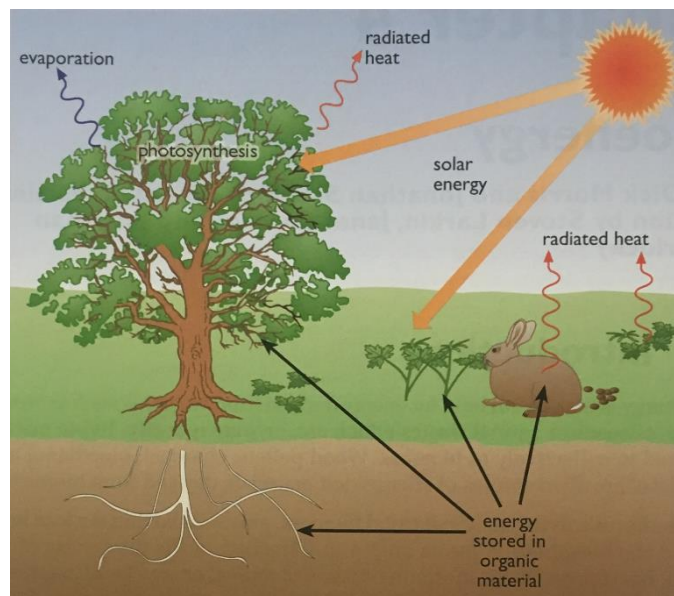


Figure 1. The bioenergy cycle a local scale. In addition, a small fraction of the carbon from decomposing animal and plant residues (including roots) is transformed into soil organic matter, a significant carbon store [1].

These transfer energy to the surrounding atmosphere and eventually the energy is radiated away from the Earth as low-temperature heat. Some biomass will be metabolized within a year, but it can also accumulate over decades in the wood of trees and as the humus component of the soil organic matter. A small fraction may accumulate over centuries as peat, traditionally burned for heating, and over millions of years a tiny proportion has become the major fossil: coal, oil and gas.

The significance of these processes is that if we can intervene and “capture” some of the biomass at the stage where it is acting as a store of chemical energy, we can use it as a fuel, that is, a material that can release useful energy through a change in its chemical composition, usually through burning. Material such as firewood, rice husks and other plant or animal residues can simply be burned in air to produce heat, and in many developing countries this **traditional biomass** continues to account for a large part of their energy consumption for cooking, heating and light. Biomass can also be burned to raise steam for electricity generation, or can be converted into intermediate biofuels such as charcoal, biogas, bioethanol and biodiesel.

These biofuels can be used to replace conventional heating fuels or to power some form of engine for motive power or electricity generation. In recent decades, terms such as “new” or “modern bioenergy” have come into use to characterize biomass materials that are processed on a large, commercial scale to produce fuel, usually in the more industrialized countries.

Provided our consumption does not exceed its natural level of production, the burning of biomass should generate no more heat and create no more carbon dioxide than would have been formed in any case by natural processes. So it seems that here we have a truly sustainable energy source, with no deleterious global environmental effects. However, this is not always the case in practice, particularly where fossil fuels are used in the production process, and there may be other effects to consider.

Biomass as a solar energy store. The key mechanism in the use of bioenergy is photosynthesis, in which plants take in carbon dioxide and water from their surroundings and use energy from sunlight to convert these substances into plant biomass.

The essential features of the process can be represented by the chemical equation:



The first product on the of the right of the equation is glucose (C₆H₁₂O₆) , a carbohydrate. The second product in the equation is oxyden which is released to the atmosphere. Although glucose is not necessarily the final “vegetable matter” it ia the crucial building block in subsequent biomass producing reactions. Thus a plant grows by using solar energy to convert carbon dioxide and water into carbohydrate or similar material, with a release of oxyden into the atmosphere [1].

LITERATURE

1. Renewable Energy. Power for sustainable future. Third edition. Godfrey Boyle. By Dick Morris and Jonathon Scurlock, 2012. 456p.

ОӘЖ 620.91

ӨЗІН-ӨЗІ ҚУАТТАНДЫРАТЫН ЖӘНЕ АУА-РАЙЫНА ТӨЗІМДІ ЭЛЕКТРОКӨЛІК

Епенова Ж. А.

Ш. Есенов атындағы КМТИУ., Ақтау қаласы

Аңдатпа. Мақалада қазіргі таңда тұрмыста қолданылатын көліктерден зиянды газдар қоршаған ортаға кері әсерін тигізуде, сол себепті қоршаған ортаға және адам денсаулығына зиянды әсерін болдырмау әдістерін іздестіру, электрокөлік және электрокөліктің өзін-өзі қуаттандыру арқылы алыс қашықтыққа жүру және де ауа-райына төзімді электрокөлік ойлап шығару қарастырылған.

Түйінді сөздер: Жасыл технология, электр энергия, аккумуляторлық батареялар, контроллер, электродвигатель, генератор, редуктор.

Қазіргі таңда ғылыми теориялық революцияда жасыл технология ХХІ ғасырда 20 жыл өтпесе де, жаңа жетістіктермен мүмкіндіктерге куә болып жатырмыз. Әлемдегі даму жедел өзгеріске ұшырап, ғалымдар күніге сан түрлі ғылыми жаңалық ашып жатқанын естіп отырмыз. Бүгінде ғылым мен техниканың, технология мен инновацияның шапшаңдығы адамды таңғалдырмай қоймайды. Мұндай сәтте алдағы уақытқа дұрыс жоспар құрып, дер кезінде шешім қабылдау керек. Шапшаң ойлап, тиісті шараны уақытында қабылдасаң, жаһандық үрдістен қалып қоярымыз анық .

Дамыған елдердің ізінен келе жатқан Қазақстан да әлемдік трендтен қалмауды көздейді. Бүгінде көмірсутек экономикасы дәуірінің бірте-бірте аяқталып, төртінші өнеркәсіптік революция дәуіріне қадам басып келе жатқан кезең. Биылғы Президент Нұрсұлтан Назарбаевтың Жолдауының өзегі де осы – төртінші индустриялық революцияға қамданудың қамынан туындайды. Жаңа технологияларды ілгерілету – бүгінгі бәсекелестіктің де өзегі. Адамның мұқтаждығынан шығаратын, алысты жақындатып, баяуды тездететін, ауырды жеңілдететін де – адам ақыл-ойының жемісі. Осындай ой жемісінің нәтижесінде дүние дамуында өнеркәсіптік революциялар бірінің орнын бірі басты. «Өткенге өкпе жоқ, келерден үміт көп» – демекші, көмірсутек экономикасының аяқталып, әлем жаңғыртпалы қуат көздеріне көшуде. Заманның талабына орай еліміз бұрынғы кеңестік республикалар арасында тұңғыш рет Астанада «Болашақтың энергиясы» тақырыбында «ЭКСПО-2017» халықаралық көрмесін өткізген болатын.[1]

Бүгінгі күні жасыл технология өміріміздің барлық саласына дендеп ене бастады. Әлем ақырын-ақырын осыған көшіп те жатыр. Неге? Мәселен, ресми мәліметке жүгінсек, 2020 жылға қарай Қытай жел энергиясын қолдануды екі есеге дейін арттыруды көздеп отыр. Олар биыл электрөкілдерді көбейтуді де мықтап қолға алып жатыр. Ауаның көліктен ластануына жол бермес үшін Қытай мен Еуропада эмиссиялық квота енгізілді. Енді автоөндірушілер мен сатып алушылар электр қуатымен жүретін көлікті сатуға және сатып алуға мәжбүр болады. Сәйкесінше, бұл салаға деген қызығушылық артады. Баламалы энергия көздеріне де сұраныс көбейеді. Оның үстіне Еуропада мұндай көлік аламын деушілерге субсидия беріледі. Сондай-ақ салық жеңілдігі қарастырылған. Ал жанар-жағармаймен жүретін көліктерге керісінше сан түрлі тосқауыл қойылатын шара жасалуда. Өткен жылы Қытайда қуатпен жүретін көліктің сатылымы 56 пайызға өскен. Аспан асты елдің кейбір ірі қалаларында экологиялық мәселеге байланысты жанар-жағармаймен жүретін көліктерді тіркемей жатыр. Мұндай шектеулер өз жемісін берді. Қытай нарығы осы уақытқа дейін әлемде электрөкіл шығарудан бірінші орында тұрған АҚШ-тан да озып кетті. Бүгінде таксопарк, қоқыс таситын мекемелер электрмен жүретін көліктер алуда. Болашақта ел толығымен жасыл технологияға ауысады деген жоспар бар.

Еліміздің де осы үрдістен қалмауына бірден-бір себепкер болатын Астанада өткен «ЭКСПО-2017» халықаралық көрмесі. 100-ден астам ел қатысатын көрменің негізгі тақырыбы болашақтың энергиясы болған. Кейбір сыңаржақ пікір айтатын сәуегейлер болжамына қарамастан, нақ осы болашақ энергиясының игілігін көріп отырған дамыған елдер Астанадағы көрмеге зор ықылас танытты. Астана күн, жел, биогаз, теңіз және термалды сулардың энергиясын қолдану бойынша әлемдік жаңалықтар мен трендтер ұсынылатын алаңға айналады. Баламалы энергетиканы пайдалану бойынша әлеуеті жоғары серпінді жобалар көрсетіледі. Елбасы атап өткендей, болашақта бүкіл әлем «жасыл» технологиямен алға жылжитын болады. Сондықтан күллі әлемнің ғылымы мен техника саласындағы ең үздік жетістіктері сараланатын көрме Астанаға ғана емес, еліміздің өзге өңірлеріне де айтарлықтай пайда әкеледі деуге негіз бар. Қазақ елі таңдаған «Болашақтың энергиясы» әлемдік экономикалық дамудың басты кілтін айналмақ. Сондай-ақ мемлекет басшысы Біріккен Ұлттар Ұйымы Бас Ассамблеясының 70-сессиясындағы сөйлеген сөзінде Астанада БҰҰ бастамасымен «жасыл» технологиялар мен инвестициялық жобаларды дамыту бойынша Халықаралық орталық ашуды ұсынған болатын. Сәтін салып бұл орталық та ашылып жатса, ел экономикасының дамуына дара жол ашылары сөзсіз.[2]

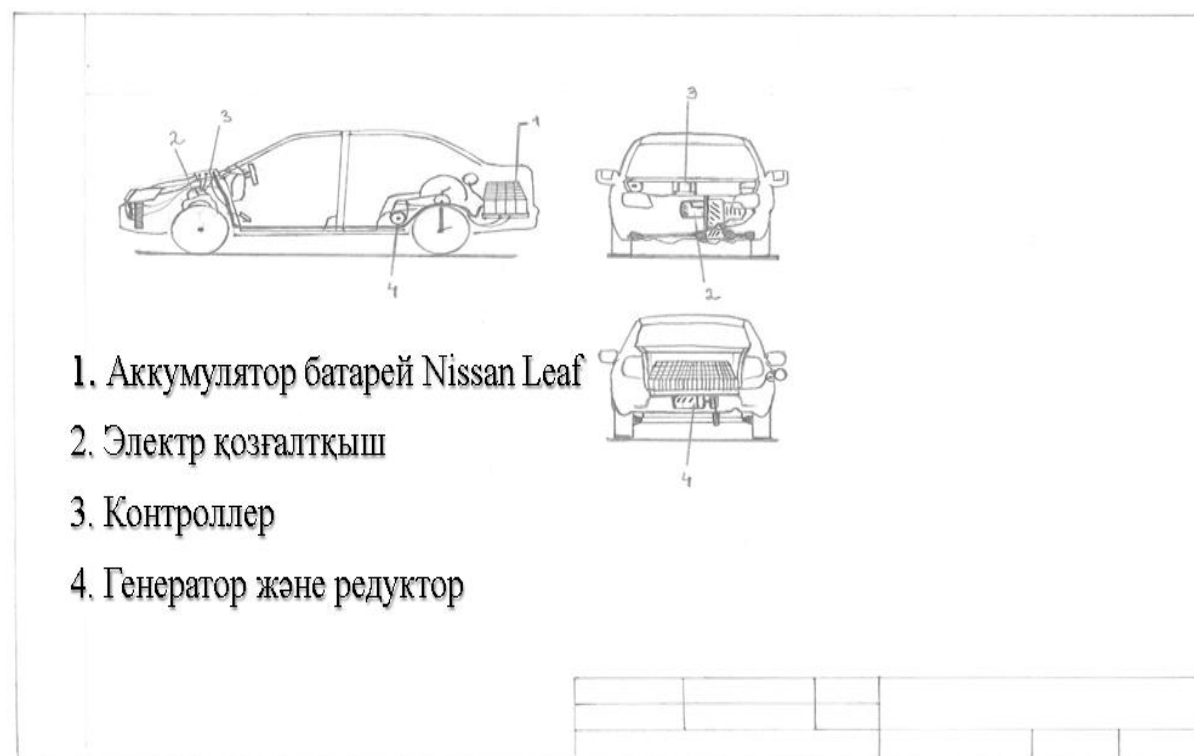
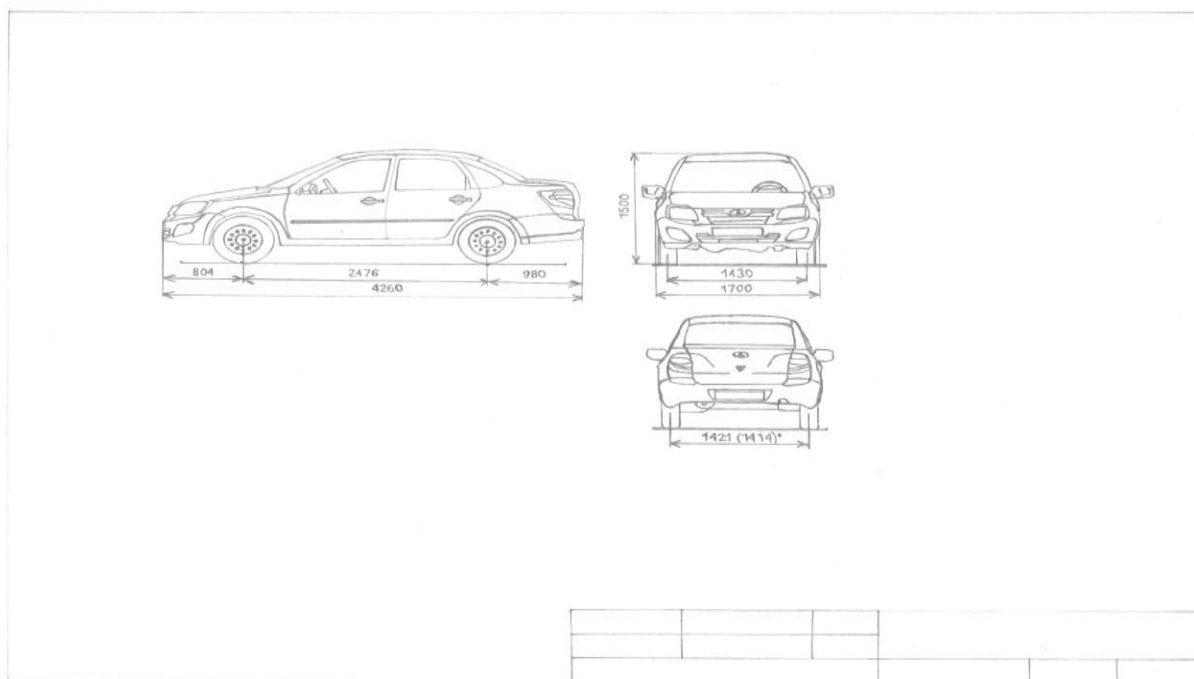
Менің бұл жұмысымның мақсаты электр энергиясын үнемдеу бір энергиямен алыс жолдарда жүре алу сонымен қатар қоршаған ортаға зиянын тигізбеу және ауа-райына төзімді электрөкіл ойлап шығару.

Электр көлігінің қуат көзі аккумулятор және көлік өзін-өзі қалай қуаттандырады.

1. Аккумулятордан электр энергия кантралер және электропедаль арқылы электр қозғалтқышқа (электродвигатель) барады.

2. Қозғалысқа түскен электр қозғалтқыш көлікті жүргізу арқылы артқы қозғалыс бөлшегін айналдырады.

3. Қозғалыс бөлшегінде ремен арқылы қасында бекітілген редуктор мен генераторды қозғалысқа түсіру арқылы электр энергия пайда болып аккумуляторды қуаттандырады. Бұл процессті өзін-өзі қуаттандыру деп аталады.



ӘДЕБИЕТТЕР

1. <http://jasqazaq.kz/2017/02/17/zha-andy-zhajla-an-zhasyl-tehnologiya/>
2. https://ru.wikipedia.org/wiki/Nissan_LEAF

РАЗРАБОТКА ПОЛИТИК И ПРАВИЛ ЗАЩИТЫ МОБИЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ УДАЛЕННЫХ СОТРУДНИКОВ

Жеменей М.Ш., Шахтыбаева Ж.Т.

Каспийский государственный университет технологии и инжиниринга
имени Ш. Есенова

Аннотация. В статье рассматривается внедрение политик защиты удаленных сотрудников в рабочие процессы компаний, которое позволит повысить безопасность работы корпоративных систем. Рассматриваются методы и модели информационной защиты, с конкретным определением цели, средств, методических указаний, которые позволяют формировать необходимые требования, добиваясь заданного уровня качества работы сетевой инфраструктуры. Разработана определенная форма учета, тотальный контроль, позволяющие прогнозировать возможные нападения, оперативно управлять ходом процесса защиты удаленных сотрудников в комплексной программе.

Ключевые слова: удаленные сотрудники, политика защиты, программные средства защиты, комплексная защита.

Под удалённой работой понимается способ трудоустройства, при котором у работника нет как такового рабочего места, а работает он вместо этого из дома. Однако это только самый общий план того явления, которое сегодня принято называть удалённой работой. Ведь на самом деле существует множество различных видов удалённой работы, каждый из которых может быть по-своему интересен грамотному руководителю.

Наиболее простой и наиболее распространённый вид — это удалённая работа по контракту (мы будем называть её дистанционной работой). От "обычной" работы в офисе она отличается исключительно тем, что работник выполняет возложенные на него трудовым договором обязанности не на своём рабочем месте, а дома. Достаточно часто встречается вариант "частично удалённой" работы, когда сотрудник появляется в офисе только тогда, когда в этом возникает реальная необходимость.

Другим вариантом работы является фриланс. Под этим термином сегодня понимается способ заработка, при котором специалист выполняет разовые или сравнительно редкие заказы, поступающие от различных заказчиков, не подписывая при этом с ними контрактов или договоров, подразумевающих долговременные трудовые отношения. Людей, работающих по такой схеме, называют фрилансерами. Фриланс распространён в тех областях, где достаточно просто разделить большой проект на несколько частей, и поручить небольшую часть специалисту, который отсутствует в организации в силу небольшого штата сотрудников или отсутствия необходимости в регулярном решении подобного рода задач. Достаточно часто, например, фрилансеров привлекают в различные ИТ-проекты при возникновении специфических проблем с конкретными технологиями, системами и т.п., собственно, большинство других вариантов удалённой работы при ближайшем рассмотрении оказываются одним из двух рассмотренных выше. Несмотря на явные отличия между ними, они имеют в себе много общего с точки зрения работодателя.

Основой проводимого исследования является анализ литературных источников по данной проблеме, различный состав, структура, способы организации, содержания учебного материала по защите информации. Построена современная модель, которая позволила разработать комплексную программу защиты, обосновать состав, структуру

содержания политик защиты, определить возможный уровень готовности системы. В комплексной программе предусмотрено решение всех выявленных проблем, мешающих повысить качество защиты сотрудников, определить форму и способы организации процесса защиты за счет схем системно-структурного анализа, методических карт адекватных критериев оценки качества в целом процессе.

Весь процесс в комплексной программе представлен в виде "дерева целей" или "модели моделей" в интегрированном, взаимосвязанном виде по всем разделам политики. Такое построение комплексной программы защиты позволяет прогнозировать цели и результаты, контролировать и управлять, используя оптимальные пути и средства на разных этапах в ходе защиты. Комплексная модель процесса защиты, являлась "мерой, системой, инструментом", анализа проводимого эксперимента на объекте.

Отдельно стоит указать существование такой проблемы, как обеспечение информационной безопасности организации при использовании труда удалённых сотрудников. Угроза утечек информации через удалённых работников достаточно высока, поскольку специалисты, отвечающие за информационную безопасность организации, не имеют возможности применить весь арсенал тех технических средств и политик, с помощью которых обеспечивается безопасность на рабочих станциях в офисе. Тем не менее, поскольку обеспечение безопасности является необходимым условием работы организации, приходится искать способы решения проблемы информационной безопасности при удалённой работе.

Самым первым и самым важным этапом решения данной проблемы является тщательный отбор заданий, делегируемых удалённому работнику. В идеале, каждое из передаваемых удалённому работнику поручений должно проходить экспертизу отдела информационной безопасности или другого подразделения, отвечающего за данное направление в организации. Конечно, это не всегда удобно, и поэтому обычно крупные организации, имеющие достаточно большой штат удалённых работников, довольствуются разработкой политик безопасности в отношении передаваемых таким сотрудникам задач, которыми должны руководствоваться линейные руководители, работающие с удалёнными сотрудниками.

Необходим также инструктаж удалённых работников в сфере информационной безопасности и обязательное включение соглашения о неразглашении получаемых от работодателя данных для всех удалённых работников, как контрактников, так и фрилансеров. Причем в случае с последними на вопросы безопасности нужно обратить особое внимание, поскольку, фактически, фрилансер никаким образом не заинтересован в сохранении корпоративных секретов заказчика, поскольку выгода от продажи корпоративной информации зачастую превосходит стоимость той работы, которую ему заказала организация.

В отдельных случаях, когда на режим частично удаленной работы приходится переходить кому-то из ответственных работников, необходимо использовать специальные технические решения, которые позволят специалистам по безопасности контролировать, каким образом сотрудник, работающий дома, обращается с корпоративными документами. Многие современные системы защиты от утечек данных имеют поддержку так называемых endpoint-решений, позволяющих собирать информацию на рабочих местах и затем передавать её для анализа на корпоративного сервера. Большая часть таких решений ориентирована на применение в условиях, когда работник со своим лэптопом, за которым он выполняет большую часть работы, всё-таки периодически подключается к корпоративной сети, когда приходит на совещания или решения каких-либо рабочих вопросов в офис. Единственная сложность — это

незаметное внедрение компонента системы, собирающего информацию, на ноутбук удаленного сотрудника.

В случае, если работник все время трудится дистанционно, и не появляется в офисе для того, чтобы endpoint-решение могло "сбросить" накопленную информацию на корпоративный сервер, возможно использование средств, которые позволяют дистанционно передавать информацию о действиях пользователя в режиме реального времени. В этом качестве могут использоваться, например, системы удаленного администрирования, которые стоят заметно дешевле, чем решения в области информационной безопасности. Правда, стоит отметить, что анализ действий пользователя удаленного компьютера потребует множества времени от отдела информационной безопасности, поэтому такого рода контроль за каждым из удаленных работников вряд ли можно считать целесообразным.

В целом, в общем случае, гораздо удобнее просто не давать в руки того, кто работает удаленно, ценных конфиденциальных документов, чем следить вручную за тем, что тот с ними делает. А применять endpoint-решения лучше в тех случаях, когда работник со своим ноутбуком все-таки периодически заглядывает в корпоративный офис.

ЛИТЕРАТУРА

1. «Защита информации и организация аналитической работы на предприятии» URL: http://all-ib.ru/content/analiz-raboti/analiz_raboti_part_1.html;

2. Артемов А. В., «Информационная безопасность. Курс лекций». — Litres, 2015.; Специальные требования и рекомендации по технической защите конфиденциальной информации (СТР-К), Москва 2001;

3. Петренко С. А., «Методика построения корпоративной системы защиты информации» URL: <http://bre.ru/security/18867.html>;

4. Кошелев С. О., Ищенко К. И. Современные аналитические методы защиты информации корпоративных систем // Молодой ученый. — 2016. — №28. — С. 29-31.

ОӘЖ 625.1.

МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ӨНЕРКӘСІБІ САЛАЛАРЫНДАҒЫ АҚПАРАТТЫҚ ҚАУІПСІЗДІК

Басшықызы Д., Джунебаев А.Д.

Шахмардан Есенов атындағы мемлекеттік технологиялар және инжиниринг
университеті, Ақтау қаласы

Аңдатпа. Бүгінгі күні адамзаттың шығармашылық әрекетінің жемісі — ақпаратты тиімді пайдалану арқылы ғана ғылыми-техникалық прогресті одан әрі дамыту керек болатындығы белгілі болып отыр. Өйткені ол ақпараттық қоғам жағдайында Өнеркәсіп экономика, техника, ғылым және қоғам дамуының шешуші күшіне айналуға.

Түйінді сөздер: ақпараттық қауіпсіздік, қол жетерлік, тұтастық, авария, мұнай, газ, автоном, технологиялық регламент.

Қазақстандағы өнеркәсіптегі даму, жоғары білім беру жүйесін жаңартуды, яғни бәсекелестікке қабілетті, еңбек нарығында сұранысқа ие. Білім мазмұнының сапасын

арттыру, сол сияқты қоғам дамуын айқындайтын негізгі көрсеткіштердің бірі – оның ақпараттану кезеңіне өтуі болып табылады.

Ақпараттық қауіпсіздік - осал орындарды анықтауға мүмкіндік беруді ұйымдастырған және қауіп - қатер төндіретіндермен күресу. Экономикалық объектінің жұмыс істеуінің бұзылуы (өнеркәсіп, кәсіпорын, ұйым және т. б.) қоса алғанда, бұрмалау, жою немесе ақпаратты рұқсатсыз пайдалану – қауіп төндіру деп аталады.

Ақпараттық қауіпсіздіктің өте маңызды 3 жайын атап кетуге болады:

Қол жетерлік (оңтайлық) - саналы уақыт ішінде керекті ақпараттық қызмет алуға болатын мүмкіндік. Ақпараттың қол жеткізерлігі - ақпараттың, техникалық құралдардың және өңдеу технологияларының ақпаратқа кедергісіз (бөгетсіз) қол жеткізуге тиісті өкілеттілігі бар субъектілердің оған қол жеткізуін қамтамасыз ететін қабілетімен сипатталатын қасиеті.

Тұтастық - ақпараттың бұзудан және заңсыз өзгертуден қорғанылуы. Ақпарат тұтастығы деп ақпарат кездейсоқ немесе әдейі бұрмаланған (бұзылған) кезде есептеу техника құралдарының немесе автоматтандырылған жүйелердің осы ақпараттың өзгермейтіндігін қамтамасыз ететін қабілетін айтады. Жасырындылық - заңсыз қол жеткізуден немесе оқудан қорғау.

Ақпарат барлығына керек: басқарушы құрылымға, өнеркәсіп қызметкерлеріне, қоғамдық ұйымдарға, барлық жұмысшыларға. Тек интуицияға, өмірлік және практикалық тәжірибеге сүйену мүмкін емес, шыққан мәселелерді шешуге көмектесетін кеңейп жатқан ақпаратты алып игеру керек. Ақпарат қазіргі кезде маңыздылығы жағынан материалдық, шикізаттық және басқа ресурстардан кем тұрмайтын бірінші кезектегі ресурс ретінде шығады.

Басқарудағы ақпараттық жүйе - басқарушылық қызметтегі жұмысшылар ақпараттық қамтамасыз ету жүйесі болып табылады. Сонымен, ақпаратты жинау, сақтау, жіберу және өңдеуге байланысты технологиялық функцияларды атқарады. Ол белгілі экономикалық объектіде қабылданған басқарушылық қызметтің әдістеріне, құрылымына сәйкес қызмет етеді, олардың алдында тұрған мақсаттары мен міндеттерін жүзеге асырады [1].

Мұнай және газ өнеркәсібі салаларындағы қауіпті өндірістік объектілер үшін өнеркәсіптік қауіпсіздікті қамтамасыз ету қағидалары:

1) авария - ғимараттардың, құрылыстардың және (немесе) техникалық құрылғылардың бұзылуы, бақыланбайтын жарылыс және (немесе) қауіпті заттардың шығарындысы;

2) ақаулық – жабдықтың, объектінің, құрылыстың жұмысқа қабілеттілік күйінің қысқа мерзімге бұзылу нәтижесінде технологиялық режим өзгермеген оқиға;

3) оқиға – қауіпті өндірістік объектіде қолданылатын техникалық құрылғылардың істен шығуы немесе бұзылуы, сондай-ақ қауіпті өндірістік объектіде технологиялық процестің режимнен ауытқуы;

4) рұқсат беру-наряд – жұмыс істеп тұрған кәсіпорын аумағында құрылыс-монтаждау жұмыстарын жүргізу кезінде ресімделетін жұмыстар өндірісіне әрекеттегі кәсіпорыннан туындайтын өндірістік қауіп бар немесе туындауы мүмкін тапсырма;

5) технологиялық регламент – технологиялық процесті немесе оның жекелеген кезеңдерін (операцияларын) жүргізу тәртібін, өнім өндірісінің режимі мен технологиясын, жұмыстың қауіпсіз шарттарын белгілейтін, техникалық басшымен бекітетін құжат;

6) топырақ үйіп қорғану – қауіпті сұйық заттардың төгілуінен қоршаған территорияны қорғау үшін құбыр жолының сызықтық бөлігінің жекелеген телімдері, сорғы станциялары, резервуарлық парк айналасындағы қоршау қабырғалары немесе жер білігі түріндегі құрылыс [2].

Мұнай, газ, газконденсаттық кен орындары объектілерін жобалау кезінде өнеркәсіптік қауіпсіздікті қамтамасыз ету тәртібі:

Зиянды және жанғыш заттарды бөліп шығаратын, жарылу және өртену қаупі бар процесстер орын алатын ғимараттар мен құрылыстар, болжамды апаттық тасталынды көздері – басым жел бағытының, жер бедерінің, климаттық және сейсмикалық жағдайлардың ескерілуімен жобаланады. Мұнай-газ кен орындарын (бұдан әрі - МГКО) жайластыру объектілерінің ғимараттар мен құрылыстардан минималды қауіпсіз қашықтығы осы Қағидаларға 1-қосымшада көрсетілген.

Тоттану-агрессиялы заттармен түйісу жағдайында жұмыс жасайтын технологиялық жабдықтар мен құбырларды жобалау барысында, техникалық жағдайын бақылау әдістері алдын-ала қарастырылуы тиіс.

Жобалық құжатпен қауіпті және зиянды өндірістік факторлардың (бұдан әрі – ҚЗӨФ) жабдықтарға, құбырларға, қызметкерлерге және қоныстық аймақтағы тұрғындарға әсер етуінің алдын алу жөніндегі іс-шаралар әзірленеді.

Жобалық құжаттамада қызметкерлерді жинау және көшіру орындары мен бағдарлары, жұмыс істеушілер мен тұрғындардың ұжымдық қорғану құралдары (бұдан әрі - ҰҚҚ), қоршаған ортаның газдылығын бақылау бекеттері, газ қауіпсіздігі қосындары, жел көрсеткіштерінің, газ қауіпсіздігінің орындары көрсетілуі тиіс.

Азаматтық қорғау саласындағы инженерлік-техникалық шаралар, көмірсутек кен орындарын жайластыру объектілерін жобалау мен құрылысы кезінде, осы объектілердің қауіпсіз жұмыс істеу, локализациялау және болжамды апатты жағдайларды төмендету бойынша шарттарды қамтамасыз етуге міндетті және келесілерді қарастырады:

- 1) қауіпсіз қашықтықтарды есепке алумен, МГКО орналасуы;
- 2) қауіпсіз пайдалану бөлігінде жабдықтарды тандау негіздемесі;
- 3) ұңғымалардың өнімдерін жинау, дайындау және тасымалдау жүйесі, зиянды заттар мен ілеспе газды пайдаға асыру;
- 4) технологиялық процесті басқарудың автоматтандырылған жүйесі (бұдан әрі – ТП БАЖ);
- 5) қауіпті және апатты жағдайлардың алдын алу жөніндегі сақтандыру және белгі беру құрылғылары, бұғаттаулар, апатқа қарсы қорғану жүйесі;
- 6) қауіпті факторларды ерте анықтауға арналған дабылдама және ауа ортасын бақылаудың автоматтандырылған жүйесінің құралдары;
- 7) авариялық байланыс пен құлақтандырудың тұрақты өндірістік және автономдық жүйелерін ұйымдастыру;
- 8) объектілерді автоматтандыру және телеметрикалық бақылау;
- 9) қызметкерлерді жеке және ұжымдық қорғану құралдарымен қамтамасыз ету;
- 10) өндірістік қалдықтарды, жанармайды, зиянды және уытты заттарды бейтараптандыру және пайдаға асыру;
- 11) ұңғымаларды, объектілерді қауіпсіз бұрғылау, игеру, сынақтан өткізу, зерттеу, тоқтатып қою және жою жағдайлары;
- 12) сынақтардың әдістері мен технологиясы;
- 13) объектінің жарылу және өртену қаупі көрсеткіштерін ескере отырып, қауіпті не авариялық жағдайлардың туындау ықтималдығын бағалау;
- 14) жабдықтарды, құбырларды, металл құралымдарды бүлдірмей бақылау және коррозияға қарсы қорғау әдістерін қолдану. Ғимараттарда, құрылыстарда, үй-жайларда құбырларды жер астымен төсеуге рұқсат берілмейді.
- 15) Өндірістік және тұрмыстық объектілер ауа алмастырумен, жылытумен, су жабдықтаумен және кәріз жүйесімен қамтамасыз етіледі.

16) Өндірістік ғимараттар мен қондырғы аумақтар үшін технологиялық ағындарды, жерасты суы мен нөсер суын бұру үшін жабық өнеркәсіптік кәріз жүйелері жобаланады.

17) Өнеркәсіптік кәріз желісі бойымен құдықтарда орналасқан гидравликалық ысырмалар көзделуі тиіс.

18) Жарылу қаупі бар аймақтарда пайдалануға арналған жобаланатын жабдықтар, бақылау-өлшеу аспаптары және автоматика (бұдан әрі – БӨАЖА), жарықтандыру, дабыл беру және байланыс құрылғылары – жарылудан қорғалған орындауында алдын-ала қарастырылады.

19) Агрессиялық және улы сұйықтықтарды, жанғыш булар мен газдарды ығыстыру үшін инертті газдарды қолдануды қамтитын жобалық шешімдер – оттектің мөлшерін бақылаудың және технологиялық орталарда қауіпті шоғырланудың алдын алу әдістері мен құралдарын алдын ала қарастыруы тиіс.

20) Жобалық құжаттамада табиғи ресурстардың ұтымды пайдалануды, табиғи ортаның қайтымсыз техногендік өзгерістер мүмкіндігін болдырмау, оның ішінде зиянды заттарды авариялық тастандылар кезінде, өнеркәсіптік үдерістер мен жабдықтардың сенімділігі мен апатсыздығын бағалаудың негіздемесін, болжамды апаттық жағдайлардың туындау қаупі мен болжалды салдарын бағалауды, вариацияларды болдырмауға, оқшаулауға, жоюға және қауіпті өндірістік факторлардан жұмыс істеп жүргендер мен халықты қорғауға бағытталған шешімдер көзделуі тиіс.

21) Жобалау құжаттаманы әзірлегенге дейін бас жобалаушы санитарлық-қорғау аймағының (бұдан әрі – СҚА) көлемін анықтайды.

22) Кен орынды жайластыру жобалау құжаттаманың құрамында әртүрлі метеорологиялық жағдайларда атмосфералық ауаның жер бетіндегі қабатындағы зиянды заттардың рұқсат берілген шектік шоғырлануы (ШРШ) – оның шекарасында асып кету мүмкіндігін жоққа шығаратын, газдық қауіпті объектілердің СҚА көлемдерінің есептері мен негіздемесі толық көлемде көрсетіледі.

23) СҚА есептері мен негіздемесі зиянды заттардың (көлемі мен ұзақтығы бойынша) барынша болжанатын апаттық тасталындыларды ескере отырып орындалады. СҚА аумағында тұрғындардың тіршілік етуіне, көпшілік пайдаланатын спорттық құрылыстарды, саябақтарды, мектептерді, балалар мекемелерін, емдеу-профилактикалық және сауықтыру мекемелерін орналастыруға рұқсат берілмейді. Кен орнында вахта әдісімен жұмыс істеген кезде вахталық кенттерде орналасуға рұқсат беріледі.

24) Кен орнын жайластырудың жобалау құжаттамасында аспаптардың, материалдардың және жабдықтардың нақты түрлері мен саны, оларды сақтауға және жұмысқа дайындауға арналған орындар (құрылыстар) негізделеді және анықталады [3].

Қауіпсіздік ақпараттық жүйесі - өнеркәсіптің ақпаратты өңдейтінін, қорғайтынын және тарататынын анықтайтын заңдар, ережелер және тәртіп нормаларының жиыны. Бұл ережелер пайдаланушының қайсы кезде белгілі бір деректер жинағымен жұмыс істей алатынын көрсетеді.

ӘДЕБИЕТТЕР

1. Федорова Г.Н. «Информационные системы» – Издательский центр «Академия» 2013 г.

2. Рыскиева Г.Ә. «Өнеркәсіп экологиясы» – Алматы: ЖШС РПБК «Дәуір», 2011.

3. Ахмеджанов Т.К. Мұнай және газ кен орындарын игеру және пайдаланудың негіздері: Оқулық. / Т.К. Ахмеджанов, А.Т. Қартабай, Т.У. Қамбақов – Алматы: ЖШС РПБК «Дәуір», 2011.

УДК 621.9

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ТРАНСПОРТНЫЕ СИСТЕМЫ ГИБКОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА В СОВРЕМЕННОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МАШИНОСТРОЕНИИ

Атшыбаева Б.Б

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
им. Ш. Есенова, г. Актау

Аннотация. В статье изложены основные принципы использования и определена роль автоматизированных транспортных систем гибкого автоматизированного производства в современном нефтегазовом машиностроении. Автоматические транспортные системы играют существенную роль в автоматизированном производстве, так как позволяют с разумными затратами адаптироваться к постоянно меняющимся запросам современности в плане производства продукции.

Ключевые слова: автоматизация технологических процессов, нефтегазовое машиностроение, комплексная механизация и автоматизация технологических процессов, гибкие производственные системы, гибкое автоматизированное производство, транспортно-накопительные системы.

В современных условиях производства автоматизация технологических процессов в нефтегазовом машиностроении является одной из основных тенденций ее развития. Основными требованиями предъявляемые к автоматизации нефтегазового производства являются повышения технологических и технических уровней на всех этапах производственного и технологического процесса. Производство техники и оборудования в нефтегазовом машиностроении для бурения, геофизических и геологических работ, добычи, транспортировки и переработки нефти и газа, ремонта скважин осуществляется в контексте с переходом к комплексной механизации и автоматизации технологических процессов, с использованием автоматических систем машин, базирующихся на последних достижениях современной науки и техники, в частности средств электроники.

Основными признаками автоматизированного производства является сочетание работы установок, оборудования, агрегатов и аппаратов согласно определенной программе при контроле человеком и устранении отклонений от заданного процесса. Автоматические транспортные системы в нем играют существенную роль и позволяют адаптироваться к постоянно меняющимся запросам современности в плане производства продукции. В нефтегазовом машиностроении автоматизированная производственная транспортная система, (рис.1) обеспечивает материальные потоки между модулями и оборудованием гибких производственных систем ГПС, в том числе между оборудованием и автоматизированным складом. Перемещаемыми предметами являются: заготовки, полуфабрикаты, материалы, инструмент, технологическая оснастка, тара со стружкой и свободная тара, сырье, технологические отходы [1].

Доминирующей задачей потока материалов является транспортирование заготовок. Исходя из этого, рассмотрим различные варианты транспортных систем,

эффективных для гибкого автоматизированного производства (ГАП). Общее их многообразие можно распределить по следующим принципиально различным признакам. Причем, гибкость транспортной системы определяет гибкость ГАП.

Транспортирование деталей может осуществляться:

- на спутниках;
- без спутников.

Второй способ в основном применяется при большой серийности, менее распространен из-за отсутствия широкоуниверсальных промышленных роботов. Используется в основном при обработке тел вращения.

В случае линейной формы транспортной системы заготовки от одной рабочей позиции к другой передаются, например, с помощью транспортера, в жесткой неизменной последовательности. Замкнутая форма транспортной системы предполагает строго определенное замкнутое направление перемещения заготовок. Такая транспортная система осуществляется, как правило, с помощью роликовых транспортеров, втулочно-роликовых цепей, индуктивных тележек и т.п. Лучевая форма транспортной системы характеризуется произвольной последовательностью позиций обработки, прерывистым принципом перемещения заготовок, целевым принципом системы управления, использованием центрального склада. В случае применения сетевой структуры транспортной системы возможна доставка заготовок из

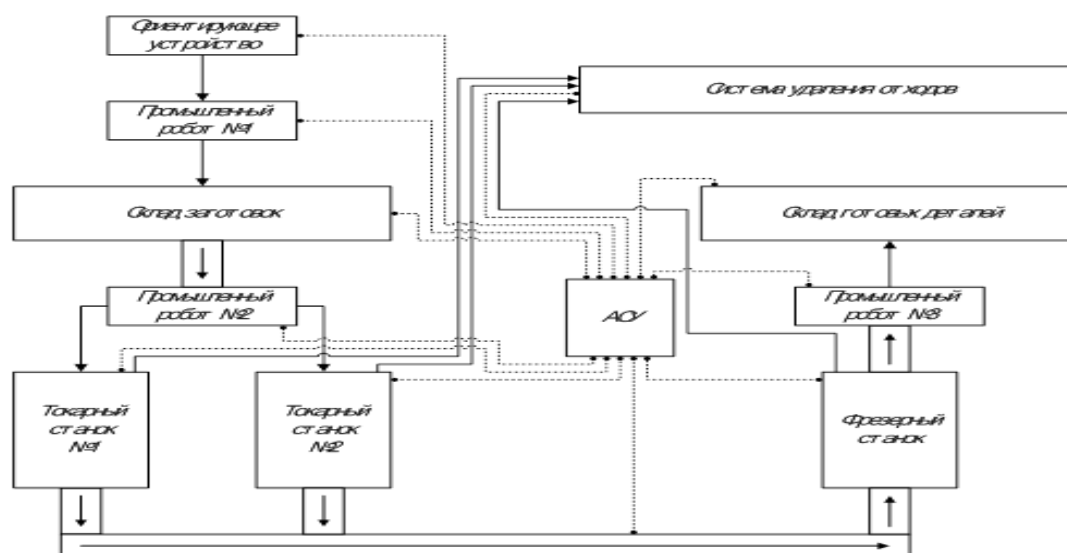


Рисунок 1 - Автоматизированная производственная транспортная система

каждой позиции ГАП в любую другую позицию. Возможно наличие промежуточного накопителя заготовок. Лучевая и сетевая структуры транспортных систем реализуется с помощью кранов-штабелеров, кареток-операторов, индуктивных тележек. В качестве транспортирующих устройств используются транспортные и промышленные роботы, напольные, стеллажные, мостовые и подвесные краны-штабелеры, различного рода конвейеры, рольганги, транспортеры и т.п. Очевидным является то обстоятельство, что использование в качестве транспорта конвейеров либо рельсовых тележек ограничивает гибкость автоматизированной станочной системы. Бункерное загрузочно-ориентирующее устройство (БЗОУ), относится к категории автоматизированных бункерных транспортных устройств (рис.2), не встраиваемых в станок. БЗОУ состоит из группы механизмов, предназначенных для приема заготовок навалом и выдачи их в рабочую зону промышленного робота ориентированными в пространстве и во времени.

В настоящее время в нефтегазовом машиностроении большинство транспортно-накопительных систем (ТНС) строится на базе индуктивно-управляемых тележек-роботрайлеров, автоматически адресуемых по командам ЭВМ и оснащенных устройствами для приема и передачи спутников (либо тары) с деталями. Тележки с индуктивным управлением перемещаются непосредственно по полу, а траектория их движения задается ведущим кабелем, смонтированным под полом. Кабель образует замкнутый контур, по которому пропускается переменный ток частотой 5-32 кГц. При этом создается магнитное поле с концентричным расположением силовых линий, которые взаимодействуют с витками катушек индуктивности, смонтированными на тележке. Электронные устройства рулевого управления тележки сравнивает напряженность магнитного поля двух приемных катушек. При возникновении рассогласования вырабатывается сигнал, который подается в электронное устройство рулевого управления для определения направления тележки. При разветвленных маршрутах адресование этих тележек задается с пульта электронного устройства на самой тележке, или же с центрального пульта управления. Точность позиционирования 1 - 4 мм.

Основное достоинство ТНС с роботрайлерами - неограниченные возможности для создания компоновок ГПС с различным транспортно-технологическим маршрутом обрабатываемых деталей. Устройствами передачи в ГАП служат стационарные столы с толкателями, передвижные консольные секции, гравитационные роликовые конвейеры, многосекционные столы, поворотные столы, цепные конвейеры, встроенные в конструкцию накопителей и напольных транспортных конвейеров, накопители, встроенные в конструкцию стеллажей, подъемные столы. Возможен перенос обрабатываемых деталей подъемно-транспортными устройствами, подвешенными к потолку, либо мостовыми кранами. Принимающие устройства - специальные конструкции столов станков или приспособления, устанавливаемые на столы станков, предназначенные для автоматического приема заготовок и выдачи обработанных деталей. Существенным признаком для транспортных средств ГАП является наличие функций хранения. Если это не предусмотрено, то в гибких системах необходимо наличие особых накопительных устройств. При наличии накопителей заготовки могут храниться непосредственно на станке, что позволяет быстро заменять заготовки при обработке, а значит появляется возможность сокращения вспомогательного времени. Часто в этом случае станки независимы от транспортной системы заготовок. Кроме того, накопители выполняет функции разрывов транспортной системы, когда транспортное средство может выполнять и другие функции (переменить другие заготовки, технологическую оснастку, вспомогательные средства и т.п.). Особенно важно, выполняет ли транспортное средство функции приема/передачи заготовок непосредственно накатался. Если. Эти функции выполняется, то отпадает необходимость применения специальных приемопередающих устройств [2]. Особое значение имеет расположение накопителей в вертикальной плоскости. Применение нескольких горизонтальных уровней (многоэтажные склады) уменьшает занимаемые площади и увеличивает степень объемного использования производственных помещений. В этом случае является недостаточным перемещение транспортного устройства только в горизонтальной плоскости. Кроме того, важно, может ли транспортное устройство передавать заготовки на станки последовательно или параллельно.

Наиболее эффективны структуры ГАП с устройствами складирования, которые служат для хранения технологической оснастки, заготовок, частично и полностью обработанных деталей. К устройствам складирования относятся центральные склады (обслуживают все гибкое автоматизированное производство), накопители

(обслуживают один или группу станков) и магазины (служат, как правило, для снабжения станка режущими инструментами и многошпиндельными головками). Центральный склад выполняет иногда функции промежуточного накопителя (при передаче заготовки с одного станка на другой через склад). Так как на каждом станке в

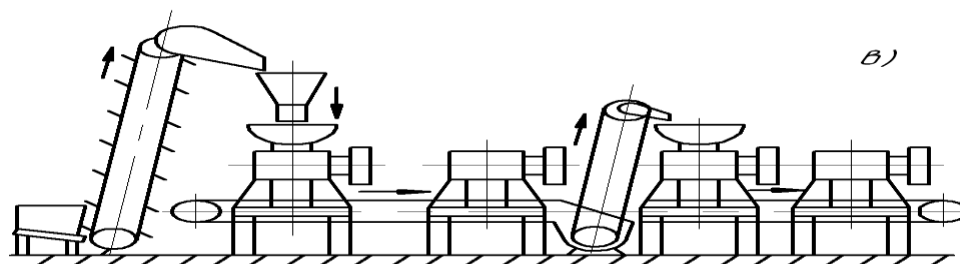


Рисунок 2- Автоматизированная бункерная транспортная система

зоне обработки находится одна заготовка и в лучшем случае одна заготовка в накопителе станка ожидает своей очереди на обработку, то центральный склад помимо функций хранения выполняет функции выравнивания потоков заготовок и обработанных деталей. Это необходимо для сокращения времени обслуживания станков. Очередь требований, возникающих в системе, относится к центральному складу. Удовлетворение этой очереди может осуществляться или с учетом очередности поступления заявок или на основе заранее определенных приоритетов. Положительным является тот факт, что наличие центрального склада обуславливает независимость друг от друга рабочих позиций.

Можно выделить основные преимущества автоматизированного центрального склада (накопителя) ГАП:

- короткое и прямое обращение к каждой заготовке;
- независимость друг от друга рабочих позиций;
- быстрое передислоцирование.

Можно отметить, что наличие в ГАП центрального накопителя режущих инструментов имеет аналогичные, преимущества. Особенно это касается обработки широкого круга корпусных деталей, когда инструментов, установленных в магазине станка, не хватает для обработки какой-то конкретной заготовки. Возможность автоматической смены инструментов в магазине станка из центрального инструментального накопителя имеет неоспоримые преимущества. Особенно это касается различного рода специальных режущих инструментов.

Надежность и производительность, которую демонстрируют современные автоматизированные транспортные системы во всех производственных процессах нефтегазового машиностроения, однозначно влияют на конкурентоспособность предлагаемых на рынке продуктов вышеуказанной отрасли машиностроения. Линии элементов, автоматизированных производственных транспортных систем, объединяют практически все этапы ГАП в единую сеть. Это дает колоссальный эффект, ведущий к более прибыльному бизнесу, себестоимость которого может быть снижена за счет:

- сокращения технологического персонала;
- ускорения работы на всех этапах ГАП;
- исключения вероятности простоев или задержек;
- повышения безопасности труда;
- высвобождения полезной площади;
- исключения ошибок при сортировке продукции.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Шурков, В. Н. Основы автоматизации производства и промышленные роботы. Учебное пособие: моногр. / В.Н. Шурков. - Москва: Мир, 2015. - 240 с.
- [2] Скотт, П. Промышленные роботы - переворот в производстве / П. Скотт. - Москва: Машиностроение, 2016. - 303 с.

УДК 553.982.2

КАШАГАН: ОДНО ИЗ КРУПНЕЙШИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ

Исмурзина Ж., Абдешов Д. Д.

КГУТИ им. Ш. Есенова.

Аннотация. Капиталовложения в первый этап освоения Кашагана – это один из самых дорогостоящих нефтяных проектов в мире. Казахстан старается не потерять долю на мировом рынке, но его добыча падает три года подряд. Добыча на Кашаганском месторождении будет способствовать тому, что страна останется важным поставщиком нефти в Европу и Китай, так как добыча на зрелых месторождениях падает. В перспективе Кашаган поддержит общую добычу страны. Большие надежды возлагаются на следующий этап разработки, а также увеличение добычи на Тенгизском месторождении. Кашаган наращивает добычу накануне встречи ОПЕК. Казахстан намерен участвовать в переговорах картеля в качестве наблюдателя

Ключевые слова: Кашаганское месторождении, нефть, экспорт, баррель, разработка.

Казахстан начал коммерческую добычу нефти на Кашаганском месторождении в Каспийском море. Проект «Кашаган» вышел на уровень коммерческой добычи, или, другими словами, уровень добычи более 75 000 барр. в сутки. Это уровень, который предусмотрен в соглашении о разделе продукции. Выход на уровень коммерческой добычи юридически наступает, «когда затраты, которые несет подрядчик, становятся возмещаемыми». [1]

По состоянию на 19 ноября на Кашагане добыто более 450 000 т нефти, а до конца года планируется добыть 1,1 млн т, добавил министр. План производства на 2017 г. – от 4 млн до 8 млн т, сообщает Reuters со ссылкой на данные министерства. Пик добычи первой фазы разработки в 2020 г. составит 13 млн т.

Кашаган разрабатывает NCOC, акционерами которого являются Agip, Shell, Total, CNPC, KNG, ExxonMobil, Inpex, «Казмунайгаз». Геологические запасы Кашагана оцениваются в 35 млрд барр., из которых от 9 млрд до 13 млрд барр. извлекаемые, говорится в материалах NCOC. Это крупнейшее нефтяное месторождение после открытого более 45 лет назад Прадхо-Бей на Аляске, сообщила компания.

Начать добычу на Кашагане сначала планировалось в 2005 г., но сроки сдвигались. Участники проекта объясняли это сложностью разработки. Добыча началась 11 сентября 2013 г., но вскоре из-за прорыва газопровода была приостановлена. Консорциуму пришлось менять газо- и нефтепровод. Новый запуск состоялся 28 сентября 2016 г., экспорт начался 14 октября. Нефть месторождения транспортируется по трубопроводам Каспийского трубопроводного консорциума и Атырау – Самара и дальше направляется к порту Усть-Луга.

Капиталовложения в первый этап освоения Кашагана – около \$50 млрд, это один из самых дорогостоящих нефтяных проектов в мире. Акционерам будет не просто вернуть инвестиции, учитывая прогнозы цен на нефть, считают аналитики Fitch. Есть

вероятность, что консорциум отложит потенциальное расширение проекта или не будет приступать к нему, если не произойдет более сильного восстановления цен на нефть, с учетом его сложности и более консервативного подхода к мегапроектам со стороны нефтяных мейджоров. Себестоимость кашаганской нефти, по данным «Казмунайгаза», составляет примерно \$100/барр. Казахстан старается не потерять долю на мировом рынке, но его добыча падает три года подряд. «Добыча на Кашаганском месторождении будет способствовать тому, что страна останется важным поставщиком нефти в Европу и Китай, так как добыча на зрелых месторождениях падает», – считает Fitch. В этом году Казахстан вряд ли сможет увеличить добычу, полагает аналитик «Сбербанка СИБ» Валерий Нестеров. «В перспективе Кашаган поддержит общую добычу страны. Большие надежды возлагаются на следующий этап разработки, а также увеличение добычи на Тенгизском месторождении», – говорит он. В мае Бозумбаев в интервью WSJ рассказывал, что консорциум компаний (в проекте участвует «Лукойл») намерен инвестировать в Тенгиз до \$37 млрд. Это будет одна из первых крупных инвестиций в отрасли с начала обвала цен на нефть. На Тенгизском месторождении сейчас добывается около 500 000 барр. нефти в день (25 млн т в год). [2]

Кашаган наращивает добычу накануне встречи ОПЕК 30 ноября, на которой будет обсуждаться возможное замораживание добычи. Казахстан намерен участвовать в переговорах картеля в качестве наблюдателя. «Речи об ограничении добычи на Кашагане быть не может вообще, потому что есть обязательства. В этом году нефть Кашагана не повлияет на мировые цены на нефть.

ЛИТЕРАТУРА

1. Даукеев С.Ж., Акчулаков О.А., Куантаев Н.Е., Нажметдинов А.Ш. Перспективы нефтегазоносности Казахстана // Геология и полезные ископаемые Казахстана. - Алматы. - 2016. Кн. 1. - С. 76-88.
2. Кажмуратов К., Сагындыкова С. Проблемы привлечения иностранных кредитов // Финансы Казахстана. - 2015. №1. - С. 64-65.

УДК 622.276.1.4

МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ

Танатар М.Т., Абдешов Д. Д.
КГУТИ им. Ш. Есенова.

Аннотация. Прикаспийской впадины, с предложением классификации данных месторождений по типу коллекторов и положению залежей относительно солянокупольных структур. Распространение углеводородного сырья в Прикаспийской впадине связано с позднепалеозойским комплексом, в основном, с карбонатными породами девонского и каменноугольного возрастов. Изучение структуры соленосной толщи важно для познания геологического строения впадины и решения задач, связанных с поисковыми работами и добычей нефти и газа. В пределах надсолевого мегакомплекса юго-восточной части Прикаспийской впадины в основном выделяются верхнепермско-триасовой и юрско-меловой нефтегазоносные комплексы. Триасовые и верхнепермские коллекторы обладают удовлетворительными емкостными и фильтрационными свойствами.

Ключевые слова: Надсолевой структурный этаж, технологии, породы, геологическое строение, углеводородного сырья, соляные карнизы.

Прикаспийская впадина (прикаспийская нефтегазоносная провинция НГП), включает в себя нефтегазоносные месторождения с весьма разнообразными петрофизическими характеристиками. На основе анализа которых разработаем таблицы сравнительных характеристик месторождений, разбитых на два типа по литологическому составу: карбонатные и терригенные. Так же на основе данного анализа рассмотренно геологическое строение условий залегания петрофизических характеристик продуктивных горизонтов нефтегазоносных месторождений Прикаспийской впадины, с предложением классификации данных месторождений по типу коллекторов и положению залежей относительно солянокупольных структур. Распространение углеводородного сырья в Прикаспийской впадине связано с позднепалеозойским комплексом, в основном, с карбонатными породами девонского и каменноугольного возрастов. [1] Прикаспийская впадина имеет суммарную мощность осадочных отложений в ее центральной части 20–22 км. В пермское, в основном, в кунгурское время, накоплена мощная до 7–9 км толща соленосных отложений, что привело к интенсивному развитию соляной тектоники и образованию соляных куполов в последующие эпохи. Изучение структуры соленосной толщи важно для познания геологического строения впадины и решения задач, связанных с поисковыми работами и добычей нефти и газа. Нефтегазовмещающими породами-коллекторами в надсолевом разрезе являются терригенные (песчано-алевритовые) породы с хорошими коллекторскими свойствами. Надсолевой структурный этаж имеет свыше 1300 солянокупольных поднятий, каждое из которых является потенциальной ловушкой и нефти, и газа. В надсолевом комплексе основная нефтегазоносность связана с триасовыми, юрскими и нижнемеловыми отложениями. Структурные ловушки надсолевых залежей углеводородов сформированы солянокупольной тектоникой. На многих куполах впадины выделяются центральные (осевые) своды соли, ограниченные, так называемыми, первыми уступами, амплитуды которых измеряются первыми сотнями метров. Далее соль выполаживается, а затем круто погружается в глубокие межкупольные мульды. Амплитуды вторых уступов измеряются километрами. Нефтяные залежи не часто формируются непосредственно над центральными сводами поднятий соли, так как в надсолевых отложениях обычно образуются грабены, разрушающие слои-покрышки. Однако известны надсводовые залежи месторождений (рисунок) Шубаркудуук, Орыкказган, Восточный Молдабек, Кенкияк, в которых над глубокопогруженными, малоамплитудными поднятиями соли разрывная тектоника развита слабо, что способствует сохранению залежей нефти. К таким месторождениям относятся: Прорва Центральная и Восточная, Боранколь, Актобе, Королевская и др. Наиболее распространены месторождения, приуроченные к крыльям солянокупольных структур, где залежи экранируются сбросами: Акжар, Каратобе Южное, Макат и др. (рисунок), или первыми уступами соли: Мунайлы, Кульсары. Антиклинальные складки иногда образуются над соляными карнизами. В таких условиях сформировалось крупное месторождение Котыртас Северный, Чингиз. Роль надежного экрана нефтяных структур может играть второй крутой уступ соли. Однако залежей нефти в подобных условиях выявлено мало (Кенкияк, Доссор). Имеются перспективы наращивания запасов надсолевой нефти с ловушками под соляными карнизами. Такие месторождения известны лишь на нескольких куполах (Новобогатинское, Доссор Юго-Западный, Каратобе Южное). Изучение структуры кровли соли позволяет выявлять и определять форму соляных куполов, детально изучать их строение, оконтуривать и трассировать сводовые части кровли и крутые уступы соли, определять их амплитуды, выявлять соляные карнизы, прослеживать разрывные нарушения надсолевых отложений, обусловленные соляной тектоникой. Для этих целей используется гравиразведка и сейсморазведки, так как соль обладает пониженной плотностью и

повышенной скоростью распространения упругих колебаний. Наиболее сложным этапом геофизических работ является интерпретация полей из-за сложной морфологии соляных тел, изменчивостью петрофизического разреза и сложностью геологических задач. Большинство солянокупольных поднятий имеет форму куполовидных поднятий и брахиантиклиналей. Как правило, в своде они имеют центральный грабен, имеющий простираение синхронное простираению соляного ядра.

Центральный грабен ограничен с обеих сторон основными разрывными нарушениями-сбросами, радиально к которым под разными углами примыкают второстепенные разрывы, разделяющие отдельные крылья на более мелкие поля и блоки. Ведущим типом залежей соляно-купольных поднятий является пластовая тектонически экранированная залежь, ограниченная в своей головной (приграбеновой) части основным тектоническим нарушением центрального грабена (Сагиз). Значительно меньшее распространение имеют пластовые сводовые, стратиграфически и литологически экранированные склоном соляного ядра залежи (Шубаркудук, Кокжеде). В триасовых отложениях выявлены подкарнизные залежи (пластовые экранированные солью карниза) (Каратобе Южное). Надсолевой литологический комплекс сложен в основном терригенными песчано-глинистыми отложениями с подчиненным присутствием карбонатных пород в верхней юре и верхнем мелу. В надсолевых отложениях открыто несколько десятков, в основном, нефтяных месторождений, в меньшем количестве – газонефтяных и газовых (Каратобе Южное, Шубаркудук, Кокжеде, Копа, Сагиз). К важнейшим особенностям нефтегазоносными комплексами надсолевого этажа относится также отсутствие в нем региональных и контроль нефтегазоносности зональных и локальных покрышек, представленных в основном глинистыми породами. В пределах надсолевого мегакомплекса юго-восточной части Прикаспийской впадины в основном выделяются верхнепермско-триасовой и юрско-меловой нефтегазоносные комплексы. Триасовые и верхнепермские коллекторы обладают удовлетворительными емкостными и фильтрационными свойствами. В верхнепермско-триасовом комплексе открыты месторождения Копа, Макат, Сагиз, Кулсары и др. Самые высокеемкие и высокопроницаемые коллекторы – это песчаные пласты средней юры и мела. С юрско-меловым комплексом связана основная промышленная нефтегазоносность надсолевого комплекса. Так же в надсолевых толщах вскрыты месторождение Кокжеде (нижнетриасовых отложений и средней юры). Пористость коллекторов нефтегазонасыщенного комплекса составляет от 13 до 32,7 %. Промышленная нефтегазоносностью в верхнепермских, а также верхнемеловых и палеогеновых отложениях месторождений Кенкияк и Каратюбе с миграцией нефти из нижележащих регионально нефтегазоносных комплексов. [2]

Месторождения, расположенные севернее реки Эмбы (Доссор, Макат, Сагыз, Байчунас, Кошкар и др.), содержат масляные нефти. Они бессернистые, имеют низкое содержание парафина, смол, почти не содержат бензиновой фракции, но отличаются высоким содержанием высококачественных смазочных масел (особенно нижнемеловые). Основным типом месторождений надсолевого этажа являются месторождения солянокупольных поднятий, сложно построенные и разбитые многочисленными разрывными тектоническими нарушениями (сбросами) на отдельные крылья, поля и блоки, распределение нефтегазоносности в пределах которых также чрезвычайно сложное (Каратобе Южное, Шубаркудук, Кокжеде, Копа, Сагиз).

ЛИТЕРАТУРА

1. Леффлер, Уильям Глубоководная разведка и добыча нефти / Уильям Леффлер, Ричард Паттароззи, Гордон Стерлинг. - М.: Олимп-Бизнес, **2010**. - 252 с.

2. Исследование отрасли альтернативной энергетики Республики Казахстан // IGM consulting company. 2008. - т. 3 - с. 29-83.

УДК 622.276

НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАНГИСТАУ

Утепов А., студент

Научный руководитель: Абдешов Д.Д.

КГУТИ им. Ш. Есенова, г. Актау

Аннотация. Нефти месторождений Узень и Жетыбай добываются с многопластовых залежей, приуроченных к юрским отложениям мезозойской эры. Месторождение является северо-западным продолжением месторождения Узень и представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую с юго-востока на северо-запад. Данные изучения состава газов нефтяных и газовых залежей месторождения Узень показывают, что по составу газы этого месторождения не однородны и концентрация компонентов смеси меняется в широких пределах.

Ключевые слова: нефть, газ, залежи, месторождения, Жетыбай, Узень.

Нефти месторождений Узень и Жетыбай добываются с многопластовых залежей, приуроченных к юрским отложениям мезозойской эры. Средний эффект на одну качественную обработку стабилизировался в объединениях Татнефть и Башнефть и по месторождению Жетыбай и заметно снизился по терригенным коллекторам месторождения Узень и объединения Пермнефть (что отражает уменьшение резервов производительности скважин на поздней стадии разработки). По карбонатным коллекторам объединения Пермнефть растет. [1]

Подземные воды продуктивного юрского комплекса представляют собой крепкие рассолы с плотностью 1,11 г/см³. Общая минерализация их на месторождении Узень достигает 127—152 г/л. Содержание хлора при этом колеблется от 2300 до 2700 мг-экв/л, N³⁺ и Ca²⁺ до 2100 мг-экв/л. Много магния — 160 мг-экв/л.

Месторождение Узень расположено в Гурьевской области, в 100 км к востоку от г. Шевченко, на полуострове Мангышлак.

На месторождении Узень промышленные нефтяные и газовые залежи выявлены также на ряде локальных поднятий.

Газы месторождения Узень различаются по типу залежи и глубине залегания. В газах обнаружен сероводород, содержание азота изменяется в пределах 0,5—2,5%, углекислого газа — 0,2—1,3%.

В 50-е и 60-е годы были найдены залежи нефти с не малым весом, а также высоким содержанием твердых парафинов — до 40% на нефть. В качестве примеров можно, привести нефть из месторождения Зимняя Ставка (Предкавказье) и нефть из месторождения Узень (Мангышлак). Обе эти нефти связаны с терригенными юрскими отложениями из зоны мезокатагепеза.

Для заводнения нефтяных пластов месторождения Узень, казалось бы, проще всего взять морскую воду, так как до каспийского побережья там сравнительно недалеко — около 50 км (рек на Мангышлаке нет совсем). Но морская вода Каспия холодная, зимой температура ее ниже 10°C, а в нефтяны пластах температура примерно от 60 до 100 °C. Закачка морской воды сильно охлаждает нефтяную залежь, что при указанных выше исключительных свойствах нефти совершенно недопустимо.

Месторождение является северо-западным продолжением месторождения Узень и представляет собой брахиантиклинальную складку, вытянутую с юго-востока на северо-запад.

Данные изучения состава газов нефтяных и газовых залежей месторождения Узень показывают, что по составу газы этого месторождения не однородны и концентрация компонентов смеси меняется в широких пределах.

В нефтяных газах месторождения Узень содержится сероводород, концентрация которого до начала разработки месторождения не превышает 2-10 5%. В процессе разработки нефтяных залежей, которую ведут с применением законтурного и внутриконтурного заводнения морской водой, происходит непрерывное увеличение содержания сероводорода в нефтяных газах, что обусловлено развитием биохимических процессов.

Увеличение содержания сероводорода в газах — известный процесс, однако месторождении Узень этот процесс протекает более интенсивно и четко фиксируется даже по годам разработки.

Иногда ценным качеством воды становится ее высокая температура. Например, при -эксплуатации нефтяного месторождения Узень на полуострове Мангышлак возникли трудности, обусловленные своеобразным составом нефти. Она содержит чрезвычайно много твердого вещества — парафина — и благодаря этому очень легко застывает, давая твердый осадок в трубопроводах, скважинах и даже в пласте. Добывать такую нефть очень сложно, особенностью зимой, так как трубы, по которым она идет на земле и под землей, забиваются твердым веществом, и движение нефти по ним замедляется, а зачастую прекращается совсем — происходит закупорка.

На месторождениях Узень и Жетыбай, разведанных на полуострове Мангышлак, в ближайшие годы будет организована добыча нефти в 80—100 млн. т в год эти месторождения имеют высокую плотность запасов (многопластовые месторождения), низкое содержание сернистых соединений в нефти, залегают на небольшой глубине. Из недр Мангышлака уже сейчас при соответствующем обустройстве можно добывать 10 миллионов тонн нефти ежегодно. По состоянию на 1 июля 1965 г. на месторождениях действовало уже 26 скважин со среднесуточным дебитом каждой 20 т.

Контактному пиролизу подвергнуты три нефти парафинистая месторождения Остров Песчаный АзССР, высокопарафинистая мангышлакская месторождения Узень восточная ромашкинская (сернистая) [1].

С 1961 г. растет добыча нефти в Казахстане. К 1965 г. в промышленную эксплуатацию вступили месторождения Узень и Жетыбай. В этом же году началось строительство нефтепровода Узень-Шевченко протяженностью 142 км, который был сдан в эксплуатацию в апреле 1966 г. Далее на Гурьевский нефтеперерабатывающий завод нефть доставляли по железной дороге. Всего за 1961—1965 гг. построили около 11000 км, и к концу 1965 г. общая протяженность составила 28,5 тыс. км.

Опытные работы по ТГХВ проводили в нефтяных скважинах объединения Мангышлакнефть на месторождении Узень.

Увеличение или уменьшение массы заряда заметно скажется на количестве дополнительно добытой нефти, исключение составляет месторождение Узень.

Число качественных обработок заметно снизилось в последние годы в объединении Пермнефть и на месторождении Узень, что отражает объективные трудности в подборе скважин для ТГХВ на поздней стадии разработки месторождений. В аналогичных условиях в объединении Татнефть процент качественных обработок по девону вырос до 40 % в 1977 — 1980 гг. по сравнению с 15,2 % в 1973-1974 гг.

Литологические особенности оказывают на фильтрационно-емкостные свойства пород влияние разного знака. Так, О.А. Черниковым по данным исследования керна месторождения Узень было показано, что с увеличением содержания в породе устойчивых компонентов и кварца, при росте среднего диаметра зерен и параметра упаковки пористость и проницаемость увеличиваются. В то же время рост содержания цемента в породе, увеличение коэффициента сортировки зерен ведут к понижению добываемых возможностей пород-коллекторов. [2]

В работе на основании расчетов и экспериментальных исследований установлено, что допустимые величины депрессии на пласт, характеризующийся высокой неоднородностью по проницаемости, в процессе освоения и разработки должны определяться литологическими особенностями пород-коллекторов, пласт. В частности, под действием дополнительной нагрузки в 10 МПа проницаемость коллекторов первого и второго классов (по А.А. Ханину) в разрезе скважин, вскрывших пласт ВВg, месторождения Самотлор или горизонта XVII месторождений Узень сокращается до (ЮО - 50) 10 мкм, что обеспечивает их высокую продуктивность. А те же напряжения для коллекторов третьего, четвертого и пятого классов могут превратить их в практически непроницаемые породы.

При понижении температуры из нефти многих залежей может выделяться твердая фаза — высокомолекулярные предельные углеводороды, которые нефтяники называют просто парафином. В нефти месторождения Узень КазССР, например, его до 30 масс. %.

Тенгинское нефтегазовое месторождение расположено на полуострове Мангышлак, в 15 км южнее месторождения Узень, приурочено оно к локальному поднятию, представляющему собой антиклинальную складку.

По составу газы месторождения Тенга отличаются от состава газов как газовых, так и газонефтяных залежей, выявленных в меловых и юрских отложениях по месторождению Узень. В них содержится небольшое количество азота — до 1% и сероводорода — около 0,001%. Содержание двуокиси углерода изменяется по глубине залегания продуктивных пластов от 0,5% в верхних горизонтах до 2% в нижних. Углеводородный состав газов мало различается по залежам и не наблюдается обычного изменения углеводородного состава с глубиной залегания горизонтов [2].

Месторождение многопластовое, расположено северо-западнее месторождения Узень, в 70 км от пос. Ералиева, приурочено к поднятию, представляющему собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Данелян, Т.Я. Информационные технологии в налогообложении: Учебно-методический комплекс / Т.Я. Данелян, А.Ф. Ахметшин. - М.: Ленанд, 2015. - 344 с.
2. Сыромятников Е.С., Победоносцева Н.Н. Организация, планирование и управление нефтегазодобывающими предприятиями. М.: Недра, 1987. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. М.: Недра, 1985

ДВИЖЕНИЕ синхронного генератора на конечном отрезке времени

Жумадилова Ж. Б.
Университет АСТАНА

Аннотация. При рассмотрении движения синхронного генератора, описываемого нелинейной системой управления обычно происходит на бесконечном интервале, в статье производится рассмотрение системы на конечном интервале времени.

Ключевые слова: плотность вероятности, синхронный генератор, конечный интервал времени.

Рассматривается движение синхронного генератора, описываемого нелинейной системой управления:

$$\begin{cases} \frac{dy}{dt} = A(t)y + D(t)\varphi(\sigma) + B(t)u, \\ \sigma = C(t)y, \quad y(t_0) = y_0, \quad t \in [t_0; T] \end{cases} \quad (1)$$

где $A(T), B(t), C(t)$ размерности $n \times n, n \times m, n \times r, m \times n$ матрицы с непрерывными по t элементами, соответственно; $y(t)$ – n -мерная вектор-функция состояния; u – r -мерная вектор-функция управления; $\sigma, \varphi(\sigma)$ – m -мерные вектор-функции. Нелинейная характеристика $\varphi(\sigma) = \{\varphi_1(\sigma_1), \dots, \varphi_m(\sigma_m)\}$ удовлетворяют секторным ограничениям

$$R_{1i} \leq \frac{\varphi_i(\sigma_i)}{\sigma_i} \leq R_{2i}, \quad \varphi_i(0) = 0, \quad i = 1, \dots, m \quad (2)$$

Рассмотрим также систему

$$\begin{cases} \frac{dy}{dt} = \bar{A}(t)y + \bar{D}(t)\varphi(\sigma), \\ \sigma = \bar{C}(t)y, \quad t \in [t_0; T] \end{cases} \quad (3)$$

Определение1. Положение равновесия $y=0$ системы (3) называется абсолютно устойчивой на конечном отрезке (КОВ), если это положение равновесия устойчиво на КОВ при любом $\varphi(\sigma)$, удовлетворяющее ограничениям (2).

Определение2. Положение равновесия $y=0$ системы (1) называется абсолютно стабилизируемой на конечном отрезке (КОВ), если найдется такое управление u^0 , не зависящее от $\varphi(\sigma)$, и обеспечивающее абсолютную устойчивость на КОВ системы (1) при данном управлении u^0 .

Введем следующие обозначения:

$$\theta = \text{diag}\{\theta_1, \dots, \theta_m\}, \quad R_1 = \text{diag}\{R_{11}, \dots, R_{1m}\}, \quad R_2 = \text{diag}\{R_{21}, \dots, R_{2m}\}, \\ R = \text{diag}\{R_1, \dots, R_m\}, \quad \tau = \text{diag}\{\tau_1, \dots, \tau_m\} > 0. \text{ Тогда справедлива теорема.}$$

Теорема. Пусть для линейной нестационарной системы выполняются условия стабилизации движения синхронного генератора для системы

$$\frac{dy}{dt} = A(t)y + B(T)u, \quad y(t_0) = y_0, \quad t \in [t_0; T] \text{ и}$$

$$\begin{aligned} 1) & R_1 < 0, R_2 > 0, C(t)D(t) = 0, C(t)B(t) = 0; \\ 2) & \text{управление } u(t, y) \text{ имеет вид } u(t, y) = u^0(t, y) + v(t, y) \end{aligned} \quad (4)$$

где r -мерная вектор-функция $v(t, y)$ определяется из условия

$$y^* \tilde{H} \tilde{H}^* y - \sigma^* R_1 R_2 \sigma + 2 y^* K B v(t, y) = 0,$$

$$\tilde{H} = K D + \frac{1}{2} C^* (R_1 + R_2);$$

$$3) y^* K B = 0 \text{ только лишь при } y \equiv 0.$$

Тогда управление вида (4) разрешает задачу об абсолютной стабилизации движения синхронного генератора на конечном отрезке времени для системы (1).

Следствие Пусть выполняются все условия теоремы по стабилизации движения синхронного генератора для системы $\frac{dy}{dt} = A(t)y + B(T)u, y(t_0) = y_0, t \in [t_0; T)$ и

$$1) R_1 < 0, R_2 > 0;$$

2) матрица $\bar{M} = M + E_m$, где $M = -\text{Re}(\Theta C(t)D(t))$, положительно-определенная;

3) управление имеет вид (3), где r -мерная вектор-функция $v(t, y)$ определяется из условия:

$$(2 y^* K B + \varphi^* \Theta C) B v(t, y) - (\varphi^* \Theta C B N B^* K + y^* C^* R_1 R_2 C - y^* H_1 H_2^*) y = 0$$

,

$$H_0 = K D + \frac{1}{2} (A^* C^* \Theta + C^* R_2 + C^* R_1);$$

Тогда управление вида (4) разрешает задачу об абсолютной стабилизации движения на конечном отрезке времени для системы (1).

В качестве приложения рассмотрена задача о стабилизации движения синхронного генератора на КОВ.

Далее рассмотрим стабилизацию фазовых систем на КОВ:

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{dt} &= s, \\ \frac{ds}{dt} &= \omega - Ds - f(\delta), \omega = c^* x, \end{aligned} \quad (4)$$

$$\frac{dx}{dt} = Ax + qs + bu + R(s, x), t \in [t_0, T) \quad (5)$$

где δ - угловая координата, s - угловая скорость; x - n -вектор состояния регулятора; ω - управляющее воздействие регулятора; $D > 0$ - коэффициент демпфирования; c, q, b - постоянные n - мерные векторы; A - постоянная $n \times n$ матрица; u - управление типа обратной связи; $f(\delta) - 2\pi$ -периодическая функция с нулями $\delta = 0$ и $\delta = \delta_0$ на множестве $[0, 2\pi)$ и удовлетворяют ограничению

$$R_1 \leq \frac{f(\delta)}{\delta} \leq R_2, R_1 > 0, R_2 > 0 \quad (6)$$

Большой практический интерес представляет определение областей, в которых фазовые траектории движения синхронного генератора стремятся к конкретному устойчивому положению равновесия на конечном отрезке времени (КОВ). Исследования устойчивости на КОВ системы (4), (5) будем проводить в полосе:

$$G_0 = \{(\delta, s, x); \delta_{-1} < \delta < \delta_0, s \in R^1, x \in R^n\}$$

Рассмотрим подсистему второго порядка:

$$\begin{aligned} \frac{d\delta}{dt} &= s, \\ \frac{ds}{dt} &= -Ds - f(\delta), \end{aligned} \quad (7)$$

в полосе $\bar{G}_0 = \{(\delta, s); \delta_{-1} < \delta < \delta_0, s \in R^1\}$ и введем функцию

$$V_0(\delta, s) = \frac{1}{2}(s + \alpha D\delta)^2 + \int_0^\delta N(\delta)d\delta \quad (8)$$

где $\alpha = \text{const} (0 < \alpha < 1)$,

$$N(\delta) = \alpha D^2(1 - \alpha)\delta + f(\delta) + 2D\sqrt{\alpha(1 - \alpha)}\sqrt{f'(\delta)}.$$

Справедливы следующие теоремы.

Теорема 1. Пусть параметры D, α такие, что $D > 0, f'(0) \neq \alpha D^2(1 - \alpha), \alpha \in (0; 1)$

Тогда область притяжения устойчивого состояния равновесия $O(0, 0)$ в полосе \bar{G}_0 , которую можно оценить с помощью функции Ляпунова (5), задается неравенством вида $V_0(\delta, s) = \bar{V}_0$,

где критическое значение \bar{V}_0 , где критическое значение \bar{V}_0 , определяется из условия:

$$\bar{V}_0 = \min \{\bar{\rho}_0, \bar{\rho}_{-1}\} \quad \bar{\rho}_0 = V_0 \Big|_{\substack{\delta=\delta_0 \\ s=0}}, \quad \bar{\rho}_{-1} = V_0 \Big|_{\substack{\delta=\delta_{-1} \\ s=0}}.$$

Введем в рассмотрение n -мерный вектор a , 3-хмерный вектор d , скаляры $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3, \varepsilon_1$ и обозначим

$$\tilde{A} = A + ba^*, \quad \tilde{q} = q + \alpha_1 b, \quad l_1 = \alpha_2 b, \quad l_2 = \alpha_3 b,$$

$$\xi = colon(s, \delta, f(\delta)), \quad B = (\tilde{q}, l_1, l_2)$$

$$\Gamma = \begin{pmatrix} \varepsilon_1 D & 0 & \frac{\varepsilon_1}{2} \\ 0 & 0 & 0 \\ \frac{\varepsilon_1}{2} & 0 & 0 \end{pmatrix}, \quad q = \begin{pmatrix} (1 + \varepsilon_1)c^* \\ \alpha D c^* \\ O_n \end{pmatrix},$$

$$\bar{\Gamma} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & R_1 R_2 & -\frac{R_1 + R_2}{2} \\ 0 & -\frac{R_1 + R_2}{2} & 1 \end{pmatrix}, \quad d = \begin{pmatrix} d_1 \\ d_2 \\ d_3 \end{pmatrix},$$

$$\hat{\Gamma} = \frac{1}{2} dd^* - \Gamma - \bar{\Gamma},$$

где q -матрица порядка $3 \times n$, B -матрица порядка $n \times 3$, $\Gamma, \bar{\Gamma}$ -матрицы порядка 3×3 .

Теорема 2. Пусть выполняются все условия теоремы по стабилизации движения синхронного генератора для системы

$$\frac{dy}{dt} = A(t)y + B(T)u, \quad y(t_0) = y_0, \quad t \in [t_0; T) \text{ и}$$

- 1) $D > 0, f'(0) \neq \alpha D^2(1 - \alpha), \alpha \in (0; 1);$
- 2) вектор d такой, что $Hd^* = B$, где $H = N^{\frac{1}{2}}b$;
- 3) $y^* K(t)b = 0$ только лишь при $y \equiv 0$;

Тогда при управлении $u = a^* x + \alpha_1 s + \alpha_2 \delta + \alpha_3 f(\delta) + u^0 + v, \quad t \in [t_0 < T)$ (9)
где $u^0 = -N(t)b^* Kx, \quad t \in [t_0, T)$

$$v = v(s, \delta, f(\delta), x, t) = -\frac{1}{x^* K(t)b} (\xi^* \hat{\Gamma} \xi + x^* q^* \xi), \quad t \in [t_0, T),$$

область притяжения устойчивости на конечном отрезке времени начала координат в полосе G_0 , которую можно оценить с помощью функций Ляпунова

$$\tilde{V}_1(\delta, s, x, t) = \frac{1}{2} x^* K(t) x + \frac{\varepsilon_1}{2} s^2 + V_0(\delta, s), t \in [t_0, T)$$

задается неравенством вида $\tilde{V}_0(\delta, s, x, t) < \bar{\tilde{V}}_0, t \in [t_0, T)$, где критериальное значение $\bar{\tilde{V}}_0 = \min \{\tilde{\rho}_0, \tilde{\rho}_{-1}\}, \tilde{\rho}_0 = \tilde{V}_0 \Big|_{\substack{\delta=\delta_0 \\ s=0 \\ x=0}}, \tilde{\rho}_{-1} = \tilde{V}_0 \Big|_{\substack{\delta=\delta_{-1} \\ s=0 \\ x=0}}, t \in [t_0, T)$,

при $t \in [t_0, T)$ и обеспечивается стабилизация движения на конечном времени системы (4), (5).

Также рассмотрен также случай

$$\mu_1 \leq \frac{df(\delta)}{d\delta} \leq \mu_2, (\forall \delta \in R^1) \mu_1 < 0, \mu_2 > 0.$$

ЛИТЕРАТУРА

1. Рабинович М. И., Трубецков Д. И. Введение в теорию колебаний и волн. 3-е изд. М.; Ижевск, 2000.
2. Плотинский Ю. М. Модели социальных процессов. М., 2001.
3. Короновский А. А., Трубецков Д. И. Нелинейная динамика в действии. 2-е изд. Саратов, 2002.
4. Скотт Э. Нелинейная наука: рождение и развитие когерентных структур. 2-е изд. М., 2007.
5. Моделирование нелинейной динамики глобальных процессов. М., 2010.
6. Трубецков Д. И. Введение в синергетику. Хаос и структуры. 4-е изд. М., 2011.

УДК 025.4.036

МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ОРГАНИЗАЦИИ ПОИСКА В WEB-ПОИСКОВЫХ СИСТЕМАХ

Жумадилова М.Б., Акмамбетов Н.А.

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга имени Ш. Есенова, г. Актау

Аннотация. В статье была выявлена лидирующая поисковая система через многократные эксперименты в области SEO, а также изучены и обсуждены проблемы, связанные с поисковым спамом и поиском информации в сети в целом. На основе результатов исследования была предложена и разработана мета-поисковая система, которая позволила объединить лидеров экспериментов по поиску информации в Интернет паутине.

Ключевые слова: web-поиск, поиск информации

Проблема поиска и сбора информации - одна из важнейших проблем

информационно поисковых систем. Конечно, нельзя сравнивать в этом отношении, скажем, средние века, когда поиск информации был проблемой потому, что этой информации было мало, и требовались усилия только для того, чтобы найти хоть что-то по более или менее значительному интересующему вопросу.

На современном этапе все информационное пространство, в котором мы живем, все больше погружается в Internet. Internet становится основной формой существования информации, не отменив традиционных, такие как журналы, радио, телевидение, телефон, всевозможные справочные службы. И основным инструментом доступа к информации в интернете являются поисковые системы, которые принимая запрос пользователя, возвращают упорядоченный список web-страниц, содержащих необходимую для пользователя информацию. Каждая поисковая система имеет свой собственный очень сложный и постоянно совершенствующийся алгоритм ранжирования, который является ее коммерческой тайной. Очевидно, что чем выше находится сайт в рейтинге поисковой системы по определенным запросам, тем больше посетителей будет у ресурса и, конечно, любой владелец сайта стремится, чтобы его ресурс занимал как можно более высокие позиции в выдаче поисковиков. Работа над содержимым сайта с целью повышения его рейтинга в результатах поискового запроса называется его продвижением.

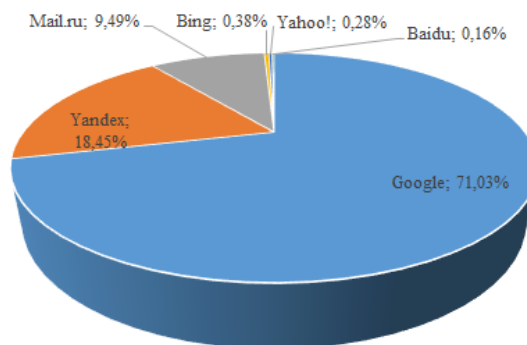


Рисунок 1 – Рейтинг поисковых систем казахстанских пользователей

В мире всего три национальных поисковика, которые выстояли перед натиском американского поискового гиганта – Google: в Чехии самой популярной поисковой системой пока остаётся Seznam (seznam.cz), в Китае с огромным преимуществом в поисковом секторе лидирует Baidu.com, а в России самый популярный поисковик - это Яндекс (yandex.ru). На рисунке 1 представлена диаграмма рейтинга поисковых систем казахстанских пользователей.

Для того чтобы понять какой из поисковых систем следует отдавать предпочтение при поиске, был проведен ряд экспериментов, позволяющих определить качество ранжирования сайтов в результатах поиска в таких крупных поисковых систем как Google, Bing, Яндекс, Mail.ru, Rambler, Yahoo.

Методика проведения экспериментов. Для того чтобы определить различные параметры поисковых систем было выбрано около 100 доменов в зоне .KZ из каждой категории сайта рейтинга <http://zero.kz/>. Исходя из типа анализа к каждому домену были подобраны ключевые запросы. Затем с помощью софта для каждого домена и поисковой системы был проведен анализ, благодаря результатам которого были построены графики различных параметров поисковых систем.

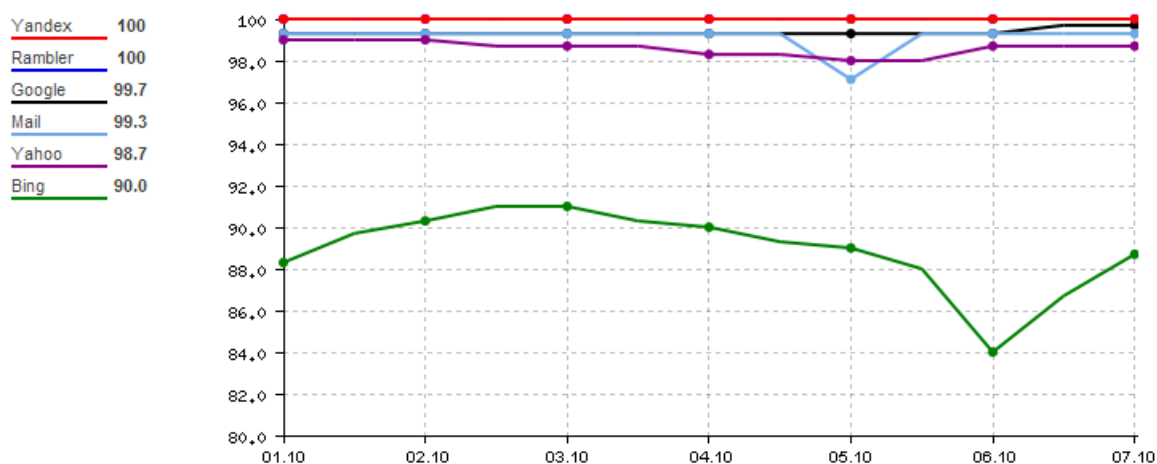


Рисунок 2 – Показатель качества навигационного поиска

Лучшим результатом в ответ на навигационный запрос является искомый сайт (маркер) на первой позиции поисковой выдачи. Из графика на рисунке 2 можно сделать вывод что максимально качественный навигационный поиск у Яндекса, Рамблера (видно, что Рамблер использует выдачу Яндекса т.к. результаты идентичные) и Google с Mail.ru.

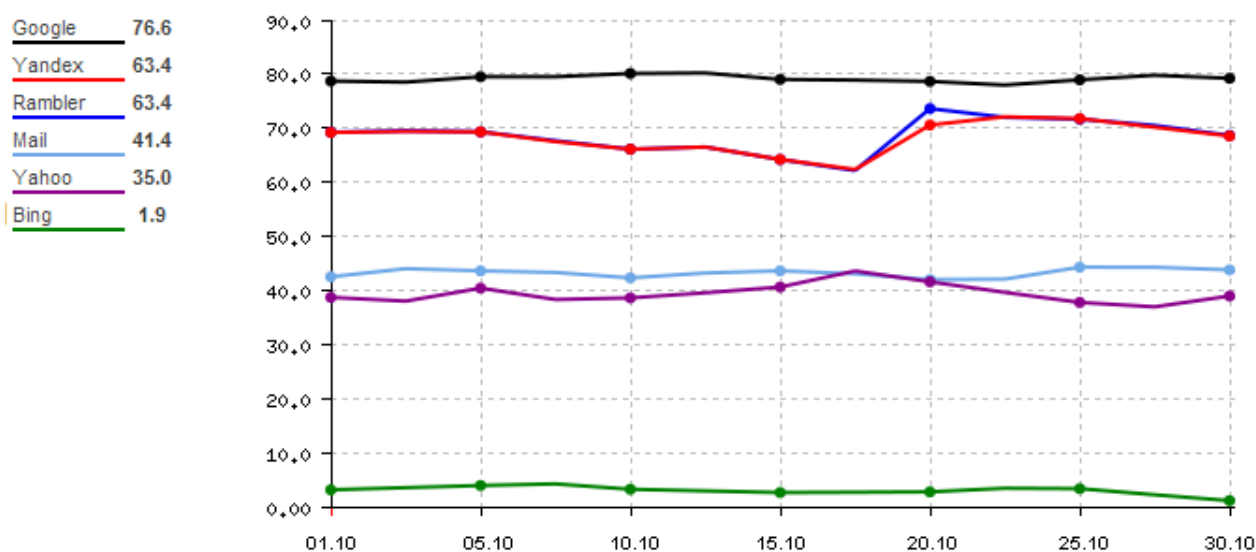


Рисунок 3 – Анализ скорости индексации сайтов

Из графика на рисунке 3 можно понять, что самые шустрые роботы индексаторы у Google. Самые медленные, у Bing-a.

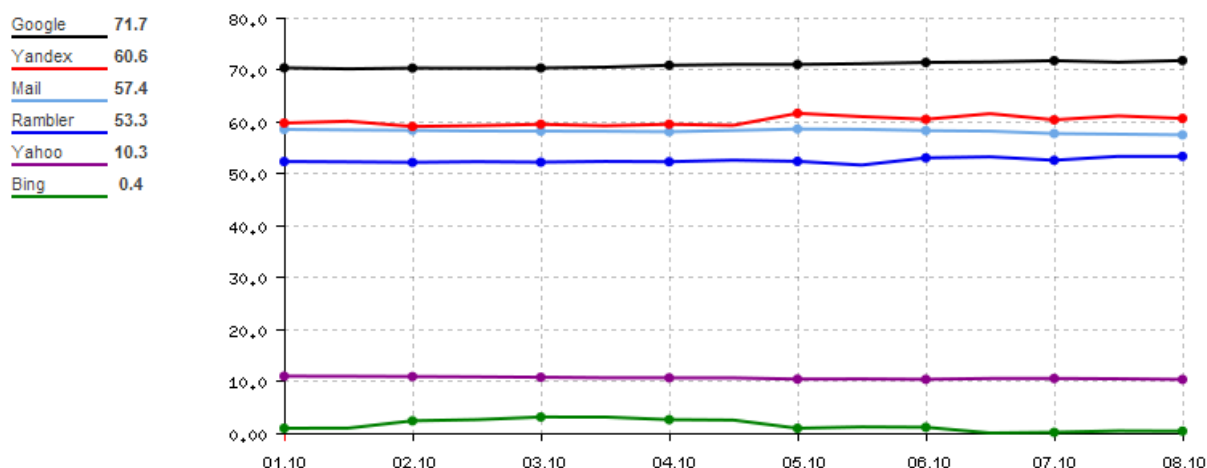


Рисунок 4 - Анализ полноты индекса

Из графика на рисунке 4 можно увидеть, что наибольшая полнота индексации у Google.

Заключение

Интегральный показатель качества поиска призван помочь оценить общее качество работы каждого поисковика.

Для расчёта использовались результаты всех экспериментов, оценивающих качество отдельных аспектов поиска (не учитывались анализы: их результаты - не оценка, а информация).

При вычислении значения этого показателя результаты поисковиков в каждом из анализа были переведены в сто балльную шкалу нормированием на лучший в анализаторе результат. Это было сделано для того, чтобы учесть заметные различия значений показателей в каждом анализе. Так, например, в анализе навигационного поиска все значения лежат в диапазоне 85-100, а в анализаторе спама — в интервале от 1 до 10.

Полученные значения умножены на коэффициенты, отражающие представления о значимости соответствующего вида или функциональности поиска в интернет-поиске в целом. После этого все значения суммируются и делятся на сумму коэффициентов, чтобы получить число от 1 до 100 — значение интегрального показателя качества поиска.

На основе полученных результатов можно сделать вывод, что лидирующей поисковой системой в Казахстане является поисковая система Google.

ЛИТЕРАТУРА

1. Э.А. Якубайтис «Информатика-электроника-сети». М., «Финансы и статистика», 2004. – 200 с.
2. Плаксина А. А. Интернет в образовательном процессе учебного заведения / А. А. Плаксина, Э. А. Тихонов. - Дистанционное и виртуальное обучение. - 2010 № 7. - С. 15-24.
3. Сергей Людкевич, Евгений Есипов, "Промо.Текарт", 2003. - С. 13-29
4. Андрей Гулин, Михаил Маслов, Илья Сегалович, "Алгоритм текстового ранжирования Яндекса на РОМИП-2006". - С. 1-6.

5. D. Fetterly, M. Manasse, and M. Najork, "Spam, Damn Spam, and Statistics," Proc. Int'l Workshop on the Web and Databases (WebDB), ACM Press, 2004, pp. 1-6.

6. Z. Gyöngyi, H. Garcia-Molina, and J. Pedersen, "Combating Web Spam with TrustRank," Proc. Int'l Conf. Very Large Databases (VLDB), Morgan Kaufmann, , 2004, pp. 576-584.

УДК 621.791.03

ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ В СВАРОЧНОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Пиржанов Б., магистрант

Каспийский государственный университет технологий и инжиниринга
им. Ш. Есенова

Аннотация. 20 век стал переломным периодом наиболее активного развития сварочного производства, практически во всех сферах народного хозяйства: в машиностроении, строительстве, судостроении. Однако, более 70% выпускаемого в мире металлопроката используется для создания сварных конструкций и изделий из металла. Благодаря тому, что металлоконструкции, созданные с помощью сварки, отлично перерабатываются, они являются наиболее дружественными к окружающей среде среди всех разновидностей подобных сооружений, что предопределило их успех и дальнейшее развитие.

Ключевые слова: сварные соединения, сварочное производство, методы сварки.

Основными показателями, характеризующими поведение большинства деталей машин и элементов конструкций ответственного назначения в тяжелых условиях внешнего нагружения, являются прочностные свойства и параметры трещиностойкости. При оптимизации технологических процессов обработки материалов ставятся задачи обеспечить требуемое сочетание обоих типов показателей. Успешное решение этой проблемы удастся не всегда, поскольку дислокационные механизмы, способствующие росту прочностных свойств, как правило, приводят к снижению показателей трещиностойкости материалов. Технологическими процессами, в большинстве случаев оказывающих негативное влияние на комплекс показателей конструктивной прочности металлических материалов, являются процессы сварки.

В то же время имеется ряд ограничений различного рода, которые следует учитывать при реализации сварочных технологических процессов. Особенно это касается широко распространенных методов сварки, основанных на процессах перевода материала в расплавленное состояние. Основным технологическим свойством, которое следует учитывать при реализации анализируемых процессов является свариваемость, которая определяется множеством параметров, в том числе химическим составом материала, технологическими режимами, геометрическими параметрами заготовок и др. Важнейшими факторами, определяющими свариваемость сталей, являются содержание углерода и легирующих элементов. При увеличении количества этих элементов свариваемость сталей снижается. В то же время многие задачи современного промышленного производства требуют применения легированных сталей с повышенным содержанием углерода.

Структурные преобразования, сопутствующие различным видам сварки плавлением, в наибольшей степени отражаются на показателях трещиностойкости

материалов (как статической, так и циклической). Поэтому исследование характера пластической деформации и разрушения материала сварных швов, а также обоснование эффективных решений, способствующих повышению важнейших показателей конструктивной прочности материала сварных швов, имеет как фундаментальное, так и прикладное значение.

Основными факторами, оказывающими негативное влияние на комплекс показателей конструктивной прочности сварных соединений, являются формирование грубой кристаллической структуры сварных швов с большим количеством дефектов литой структуры, малопластичных зон термического влияния, обладающих повышенным комплексом прочностных свойств и остаточных напряжений растягивающего типа. Полностью избавиться от этих дефектов, управляя технологическими режимами сварки невозможно. Их образование обусловлено физической сутью процессов сварки, основанных на обеспечении высоких температур и плавлении металла.

Сварка является одним из широко распространенных способов образования неразъемных соединений двух или нескольких стальных изделий путем создания межзатомных связей под действием температуры или давления, или температуры и давления одновременно.

В соответствии с одной из классификаций способы сварки делятся на две основные группы: давлением и плавлением. Широкое распространение получили различные способы электрической сварки плавлением, из которых ведущее место занимает дуговая сварка. При ее реализации источником теплоты служит электрическая дуга, горящая между стержнем электрода и основным металлом. Под действием теплоты дуги электрод и локальные объемы основного металла свариваемых изделий плавятся, образуя металлическую сварочную ванну. Капли жидкого металла с расплавленного электрода переносятся в ванну через дуговой промежуток. Вместе со стержнем плавится покрытие электрода, образуя газовую защиту вокруг дуги и жидкую шлаковую ванну на поверхности расплавленного металла. Металлическая и шлаковая ванны вместе образуют сварочную ванну. По мере движения дуги металл сварочной ванны затвердевает и образует сварной шов.

Особенности строения сварных соединений, полученных электродуговой сваркой - структурные превращения при реализации процесса сварки развиваются в непрерывном диапазоне изменения температур. Это приводит к структурной неоднородности материала по сечению сварных соединений, возникновению напряжений и деформаций. Механические свойства различных зон сварного соединения существенно отличаются.

На структуру и свойства сварных соединений влияют многие параметры, в том числе скорость нагрева, длительность пребывания металла выше температуры, обеспечивающей интенсивный рост зерна, скорость охлаждения материала в интервале температур фазового превращения. Данные, приведенные в таблице 1 показывают, каким образом изменяются параметры термического цикла в зависимости от метода и условий сварки. Например, аргонодуговая сварка, по сравнению с ручной, характеризуется более высокими скоростями нагрева и меньшей длительностью пребывания материала выше температуры начала интенсивного роста зерна аустенита.

При однопроводной сварке угловых, нахлесточных и тавровых швов термические циклы имеют такой же вид, как и при сварке встык, однако для них характерны более высокие скорости нагрева и охлаждения и меньший интервал нахождения материала при температуре выше A_{c3} . Для разных участков зон термического влияния кривые изменения температуры имеют подобный вид. Отличие

заключается в меньших значениях максимальной температуры нагрева материала и меньших скоростях нагрева и охлаждения при максимальной температуре.

Таблица 1 - Сравнение термических циклов различных методов сварки

Толщина свариваемых металлов, мм	Метод сварки	Погонная энергия, кДж/см	Скорость нагрева при 900 °С, °С/с	Длительность пребывания выше 900 °С, с		Скорость охлаждения при > 500 °С, °С/с	Время охлаждения, с
				Нагрев	Охлаждение		
1-2	Аргонодуговая	0,5-1	1700-1200	0,4-0,6	1,2-1,8	60-38	—
3-6	Ручная дуговая	5-15	400-150	2-8	4-Ю	20-10	5-15
2-Ю	Электронно-лучевая	5-1	2000-1000	0,4-0,7	1-2	60-20	1-6
3-25	Дуговая под флюсом	2-60	700-60	2-25	2-75	38-1	15-50
50 - 220	Электрошлаковая	300-600	3-7	40-160	180-400	0,7 - 0,25	300-600

Сварное соединение, полученное сваркой плавлением, условно делят на три характерные зоны: сварной шов, зону термического влияния и основной металл. В процессе сварки теплота распространяется от сварного шва в стороны, создавая перепад значений в пределах от температуры плавления в сварном шве до температуры окружающего воздуха на кромках металла. На рисунке 1 схематически представлено строение сварного соединения на примере низкоуглеродистой стали.

Металл сварного шва имеет дендритное строение. В этой зоне наблюдается наибольшее изменение химического состава, проявляется неоднородность, а также наиболее вероятно образование различных дефектов: пор, горячих и холодных трещин. К металлу шва примыкает зона сплавления. Структурные изменения в этих двух зонах, обусловленные высокими скоростями охлаждения, приводят к резкому изменению механических свойств материала: снижается пластичность и повышается прочность.

Зону термического влияния условно делят на несколько участков, в зависимости от структуры. Участок перегрева нагревается до температур значительно выше A_{c3} . Для него характерны значительный рост зерна, растворение карбидов и интерметаллидов и скопления примесей на границах зерен. В этой зоне наиболее вероятно образование горячих и холодных трещин и структуры видманштетова типа. Участок полной перекристаллизации нагревается до температур чуть выше A_{c3} . Так как нагрев и время пребывания металла при этих температурах незначительны, то участку 4 соответствует мелкозернистая структура. Механические свойства сталей меняются из-за перекристаллизации при охлаждении: повышается прочность и падает пластичность.

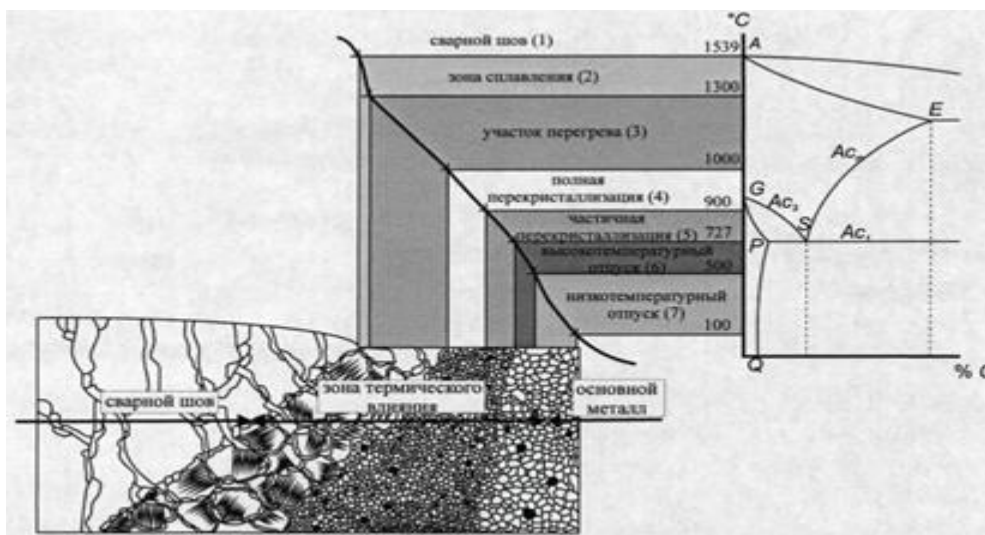


Рисунок 1 - Схематическое изображение сварного соединения из низкоуглеродистой стали, полученного электродуговой сваркой

На участке частичной перекристаллизации металл нагревается до температур в интервале от A_{c3} до A_{c1} . Структурные изменения в этой зоне не оказывают существенного влияния на свойства сварного соединения. Однако, если металл до сварки был термически обработан, то на этом участке происходит его разупрочнение. Участок высокотемпературного отпуска или рекристаллизации (нагрев в интервале температур от 500 °С до A_{c1}) характеризуется разупрочнением металлов, свариваемых после заковки и заковки с низким отпуском. При сварке сталей с содержанием углерода до 0,3 % наблюдается снижение ударной вязкости материала.

На участке металл нагревается в диапазоне температур 300... 100 °С, в результате чего, может наблюдаться снижение пластических свойств и ударной вязкости за счет проявления механизма старения металла.

Во многих случаях сварные соединения в исходном состоянии могут не обеспечивать необходимый ресурс эксплуатации изделий. Одним из путей повышения комплекса механических свойств сварных металлоконструкций является их дополнительная обработка. Предложено несколько различных способов повышения комплекса механических свойств сварных швов и прилегающих к ним зон термического влияния. Эти способы основываются:

- на уменьшении концентрации напряжений путем механической и электродуговой обработки швов;
- на перераспределении остаточных напряжений с помощью общей и локальной термообработки, предварительной статической перегрузки, местного пластического деформирования, вибрационной и взрывной обработки.

Таким образом, сварка является одним из ведущих технологических процессов изготовления, ремонта многообразных конструкций различных отраслей промышленности. Одной из тенденций развития современного машиностроения является широкое использование сварки, как эффективного метода снижения себестоимости выпускаемой продукции. Сварка позволяет существенно повысить коэффициент использования материалов, снизить трудозатраты на изготовление деталей машин и механизмов, то есть в конечном итоге снизить себестоимость выпускаемой продукции за счет широкого использования сварных узлов.

В свою очередь, основными процессами, определяющими высокую эксплуатационную прочность и хладостойкость сварных соединений

металлоконструкций, магистральных трубопроводных систем являются структурные превращения в зоне термического влияния формирования механических свойств, напряженно-деформированного состояния, т. е. сварочных напряжений и деформаций.

Процессы электродуговой сварки стальных заготовок характеризуются формированием дефектной структуры сварных швов и прилегающих к ним зон термического влияния, обладающих низкими показателями вязкости и пластичности. Склонность сварных соединений к разрушению усиливается формированием остаточных напряжений растягивающего типа. С целью устранения отмеченных дефектов и повышения комплекса механических свойств материалов рационально использование дополнительных технологических процессов. Особенно важно это при изготовлении конструкций ответственного назначения. В качестве эффективных методов воздействия на структуру и свойства сварных соединений рекомендуется использовать поверхностную пластическую деформацию локальных участков материала с дефектной структурой. Влияние этих методов на особенности формирования градиентной структуры в поверхностных слоях пластически деформированных сварных соединений изучено не достаточно. Целесообразно проведение дополнительных исследований по изучению структурных преобразований в сталях.

ЛИТЕРАТУРА

1. Сварка в машиностроении: справочник. Т. 1 / К. В. Васильев, В. И. Вилль, В. Н. Волченко и др.; под ред. Н. А. Ольшанского. — М.: Машиностроение, 1978. - 504 с.
2. Лашко Н. Ф. Металловедение сварки / Н. Ф. Лашко, С. В. Лашко-Авакян. - М.: Машгиз, 1954. - 270 с.
3. Лившиц Л. С. Металловедение сварки и термическая обработка сварных соединений / Л. С. Лившиц, А. Н. Хакимов. - 2-е изд., перераб. и доп. - М.: Машиностроение, 1989. - 336 с.
4. Чернышева Т. А. Границы зерен в металле сварных соединений / Т. А. Чернышова. - М.: Наука, 1986. - 126 с.
5. Гривняк И. Свариваемость сталей / И. Гривняк. — М.: Машиностроение, 1984. - 216 с.

УДК 621.395.4:004.438

ФОТОЛЮМИНЕСЦЕНТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРИСТОГО КРЕМНИЯ И СПОСОБЫ ИХ МОДИФИКАЦИИ

Бажиков К.Т., Сарсенов Е.Т.

Каспийский государственный университет им. Ш.Есенова

Аннотация. Пористый кремний (ПК) представляет собой материал с уникальными физико-химическими характеристиками. Он пронизан многочисленными порами и характеризуется хорошо развитой поверхностью, удельная площадь которой достигает -600 м² на 1 см³. Поперечный размер пор составляет от нескольких нанометров до нескольких микрометров, а толщина пористого слоя может достигать до нескольких десятков микрометров, в зависимости от длительности обработки.

Ключевые слова: пористый кремний, фотолюминесцент, нанокристалл.

Известно, что пористый кремний (por-Si) представляет собой достаточно сложную многофазную систему, состав и свойства которой изменяются с течением времени. В настоящее время значительное число работ в области современного материаловедения посвящено исследованию пористого кремния в силу его перспективных для практического применения сенсорных, каталитических и фотолюминесцентных свойств. Отдельной задачей является стабилизация и модификация указанных свойств пористого кремния, в том числе с созданием новых композитных материалов на его основе.

Пористый слой, сформированный на поверхности монокристаллической пластины Si, обычно содержит кластеры и квантовые нити кремния нанометровых размеров, поверхность которых частично окислена, частично покрыта атомами водорода и гидроксильными группами [5,6].

На данный момент существует несколько общих гипотез о механизмах и моделях фотолюминесценции пористого кремния. Одной из наиболее ранних и широко используемых моделей ФЛ является квантово – размерная модель [7,8]. Существует модель в которой предполагается, что люминесценция - следствие существования Si-H связей, образующихся в процессе образования аморфного слоя на поверхности (нано)столбов пористого кремния и его гидрированием [9]. Также известна модель фотолюминесценции из-за наличия границ Si-SiO₂ в пористом кремнии, в которой предполагается, что за возникновение ФЛ ответственна граница Si-SiO_x насыщенная дефектами [1-2]. Высокая удельная поверхность пористого кремния обеспечивает его значительную сорбционную способность. Это весьма привлекательно с точки зрения создания различных сенсоров на основе ПК [13].

Пористый слой на монокристаллическом кремнии сравнительно легко получить методом электрохимического травления в спиртовых растворах на основе плавиковой кислоты. В этом процессе можно контролировать размер и глубину пор, пористость слоя (отношение объема, занимаемого порами, к общему объему пористого слоя), а при изменении состава электролита можно в определенной степени управлять составом поверхности пор. В то же время наличие слабых кремний-водородных связей на поверхности пор обуславливает нестабильность свойств ПК во времени. Постепенное окисление пористого слоя при его хранении на атмосфере за счет разрушения связей Si-H и их замена кремний-кислородными связями, а также гидроксильными группами приводит к снижению фотолюминесценции, ухудшает сорбционные характеристики материала [7].

В связи с этим в последнее время ведутся активные поиски способов пассивации поверхности пористого кремния. Это позволяет подавить деградацию поверхностных слоев в порах. С другой стороны, модификация поверхности ПК позволяет получить определенные параметры этого материала, которые важны при разработке сенсорных устройств, а также подложек, которые используются для фиксирования биологических объектов микронных и субмикронных размеров – бактерий, вирусов и даже фрагментов ДНК. Для предотвращения деградации поверхности при хранении ПК на воздухе были предложены различные варианты пассивации поверхности. Они включают быстрое окисление образцов в кислородной среде, покрытие поверхности тонкими металлоксидными и полимерными пленками малой толщины и другие [8- 10].

Ранее было предложено обрабатывать поверхность пористого кремния в различных органических соединениях. Тогда, по мнению авторов, непосредственно на поверхности пор будет формироваться слой, обогащенный связями Si-C, которые являются стабильными во времени и не ухудшают фотолюминесцентные свойства материала [10]. Более того, в [10, 11] было показано, что нанокристаллы ПК,

обработанные в акриловой кислоте, обладают устойчивой фотолюминесценцией в течение достаточно длительного времени.

В работах [11, 12-13] были проведены исследования зависимостей интенсивности и положения пика фотолюминесценции (ФЛ) образцов пористого кремния n-типа и нанокompозитов 3d-металлов на его основе, полученного на легированных фосфором подложках кремния, и соотношения содержания в данных образцах аморфных и оксидных фаз кремния. Фазовый состав образцов определялся моделированием экспериментальных ультрамягких рентгеновских эмиссионных Si L_{2,3} спектров с помощью спектров эталонных фаз, а также с использованием Оже – спектроскопии.

Образцы пористого кремния были получены электрохимическим травлением подложках кремния n-типа КЭФ с использованием плавиковой кислоты, изопропилового спирта и перекиси водорода [11, 14]. Образцы пористого кремния были выдержаны на атмосфере в течение 1, 3, 7, 14 и 40 дней. В процессе естественного старения образцов выдержанных на атмосфере от 1 до 40 дней были проведены исследования электронного строения образцов методом ультрамягкой рентгеновской эмиссионной спектроскопии USXES (Ultra Soft X-ray Emission Spectroscopy) [11,12,13] и их фотолюминесцентных свойств. Гальваническое осаждение 3d-металлов проводили из водных растворов сульфатов соответствующих солей Fe, Co, Ni на исходный слой пористого кремния по стандартной методике, описанной в [12-13].

Фотолюминесценция нанокompозитов 3d – металл/por-Si измерялась на физическом факультете МГУ на автоматизированном спектрометре Solar ТП с CCD камерой Hamamatsu (спектральный диапазон чувствительности 200-1100 нм) при возбуждении излучением газоразрядной лампы на длине волны 250 нм с мощностью 1 мВт. Измерения проводились при комнатной температуре.

Известно, что пористый кремний представляет собой достаточно сложную многофазную систему, состав и свойства которой изменяются с течением времени. Пористый слой, как правило, включает в себя кристаллический кремний (в наноформе), дефектные оксиды SiO_x, стехиометрический оксид кремния SiO₂, а также различные формы аморфного и разупорядоченного кремния. С увеличением времени выдержки образцов на атмосфере наблюдается окисление пористого слоя, что выражается в изменении соотношения фаз кристаллического, аморфного кремния и оксидных фаз в пользу последних. [11,13].

Спектры фотолюминесценции исследуемых образцов пористого кремния представлены на рис. на рис. 1а и 1б. У свежеприготовленных образцов интенсивность I ФЛ максимальна, затем через 3 дня она значительно снижается и в течение последующих сорока дней падение интенсивности замедляется. При этом пик ФЛ образцов с течением времени сдвигается в сторону больших энергий (меньших длин волн) с 1.75 эВ до 2 эВ. При этом наблюдается лишь незначительное уширение полос ФЛ пористого кремния с 0.35 до 0.45 эВ.

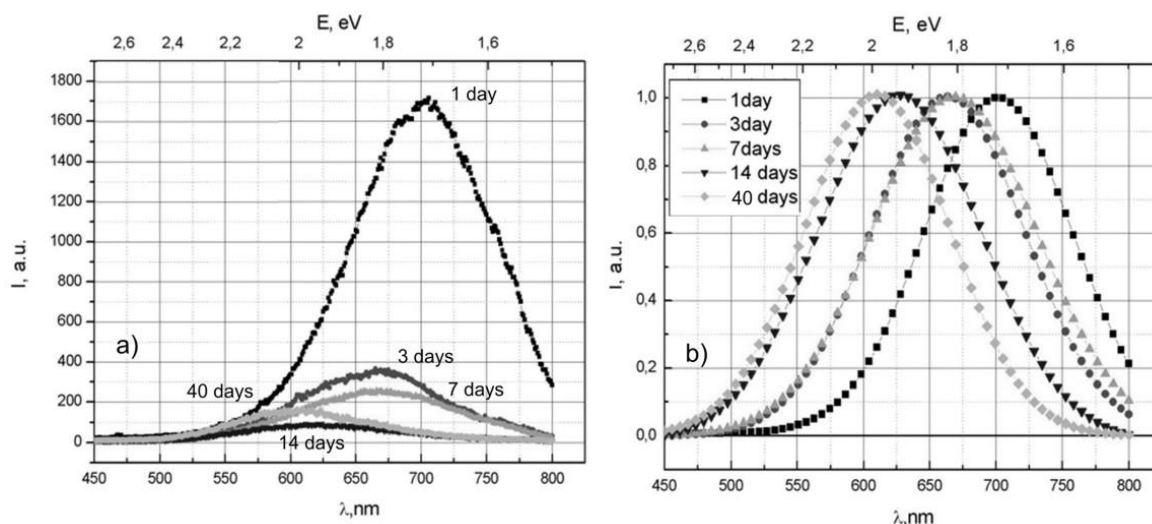


Рисунок - 1. Спектры фотолюминесценции образцов пористого кремния n-типа, выдержанных на атмосфере от 1 до 35 дней: а) без нормировки, б) нормированные на единицу [9].

Сопоставление данных USXES и ФЛ показывает, что одновременно с появлением дефектного оксида кремния в фазовом составе пористого кремния происходит снижение интенсивности ФЛ образцов, при этом интенсивность ФЛ минимальна при максимальном вкладе SiOx в фазовый состав образцов и максимальна при отсутствии дефектного оксида в поверхностном слое свежеприготовленного пористого кремния. Можно предположить, что в данном случае дефекты SiOx в поверхностном слое пористого кремния являются центрами безызлучательной рекомбинации, преимущественно негативно влияющей на его излучающие свойства в видимом диапазоне. Доля оксидных фаз кремния с течением времени выдержки на атмосфере увеличивается.

Подобная ФЛ в области 1.75 - 2 эВ характерна для пористого кремния и кремниевых наноструктур, включающих в себя кристаллы/кластеры размерами ~ 3 – 4 нм [11]. Изменение положения пика ФЛ в сторону больших энергий, по результатам моделирования Si L2,3 USXES спектров пористого кремния, наблюдается одновременно с изменением соотношения указанных выше кристаллической/аморфных фаз в общем фазовом составе образца в процессе естественного старения.

Согласно полученным данным (рис. 2а), интенсивность фотолюминесценции образцов с осажденными металлами ниже, чем для исходного образца. Это можно объяснить тем, что, помимо изменения соотношения аморфных фаз и субоксидов кремния в поверхностном слое образцов, введение металла в поры приводит к локальному перераспределению зарядов и эффекту экранирования.

Чтобы сопоставить положение пиков фотолюминесценции исследуемых образцов, была произведена нормировка спектров на единицу. Нормированные спектры образцов пористого кремния и пор-Si с осажденными Fe, Co и Ni представлены на рис. 2б.

Положение пика ФЛ образцов с осажденными Co и Ni сдвинуты на 20 нм (~ 0.1 эВ) в сторону коротких длин волн относительно образцов пор – Si и пор – Si: Fe, что, вероятно, также связано с описанными выше изменениями в механизме ФЛ.

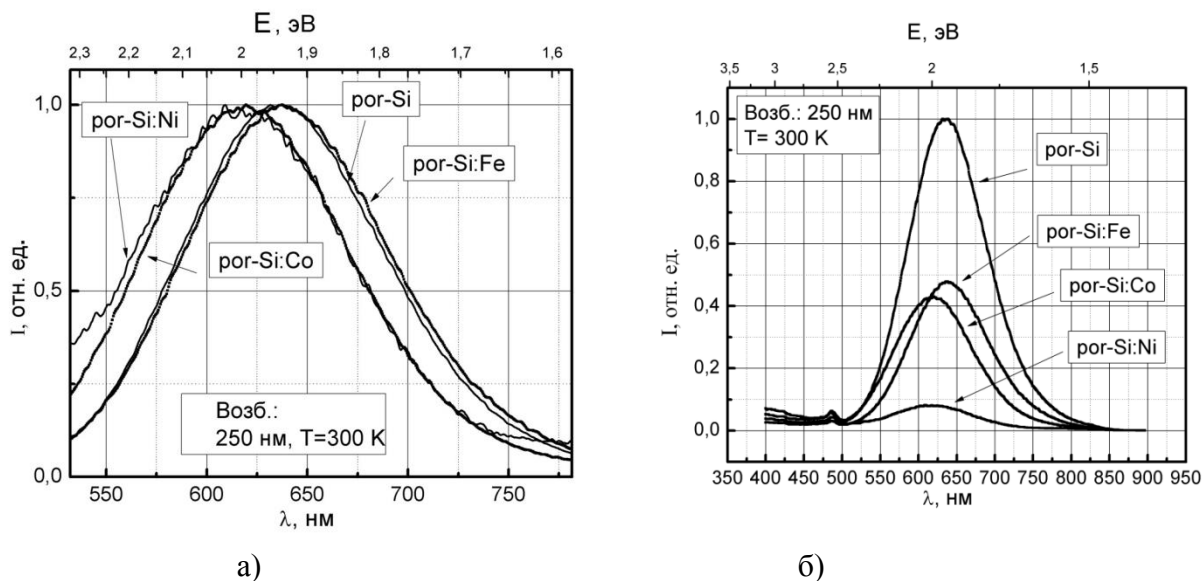


Рисунок - 2. Спектры ФЛ, а) образцов por-Si и por-Si с осаждёнными 3d-металлами (ист. возбуждения $\lambda = 250$ нм, выдержка на атмосфере 6 месяцев); б) нормированные на единицу.

В работе показана зависимость интенсивности и положения пика фотолюминесценции образцов пористого кремния n-типа от его фазового состава. Установлено, что положение пика ФЛ меняется в пределах 1.75 - 2 эВ в зависимости от преобладания нанокристаллической или какой-либо из аморфных фаз кремния в por-Si. Увеличение относительного содержания дефектных оксидов в образцах приводит к значительному снижению интенсивности ФЛ. Показано, что оптические свойства нанокмозитов на основе пористого кремния с ферромагнетиками можно изменять путём введения определенного переходного металла или смеси металлов в матрицу пористого кремния. Это свидетельствует о перспективности данного подхода в создании новых устройств записи информации и метаматериалов.

Полоса ФЛ образцов пористого кремния n-типа имеет сложную форму. В ней выделяется ряд особенностей, которые могут соответствовать как люминесценции нанокристаллов различного размера в пористом слое, так и более сложным процессам излучательной/безызлучательной рекомбинации на поверхности [12-13]. Увеличение интенсивности ФЛ образцов после обработки в полиакриловой кислоте может быть объяснено уменьшением количества центров безызлучательной рекомбинации при доокислении дефектного субоксида SiO_x до SiO_2 [13].

При одинаковой ширине и форме полосы ФЛ до и после обработки в ПАК, положение максимума ФЛ для обработанных образцов смещено относительно необработанных в сторону больших длин волн, что также свидетельствует о сложном влиянии обработки поверхности на центры люминесценции в поверхностном слое.

Для спектров люминесценции образцов серии 1, выдержанных на атмосфере в течение месяца, наблюдается такая же ситуация, как и образцов, выдержанных в течение двух недель. Сохраняется форма, ширина полосы и соотношение интенсивностей ФЛ образцов пористого кремния до и после обработке в ПАК. При этом происходит общее снижение интенсивности ФЛ образцов и незначительный сдвиг максимума ФЛ ($\sim 0,1$ эВ) в сторону больших длин волн.

Закключение

В данной работе рассмотрены особенности фотолюминесцентных свойств различных структур на основе пористого кремния, их связь с фазовым составом образцов и предложены возможные способы их модификации. Показано, что

положение пика ФЛ меняется в пределах 1.75 – 2,2 эВ в зависимости от времени выдержки поверхности на атмосфере, исходной технологии изготовления и способа модификации поверхности. Увеличение относительного содержания дефектных оксидов в образцах приводит к значительному снижению интенсивности ФЛ.

Показано, что обработка пористого кремния в водном растворе полиакриловой кислоты является достаточно интересным методом для улучшения и модификации его фотолюминесцентных свойств. При этом наблюдается два параллельных механизма взаимодействия полиакриловой кислоты (ПАК) с поверхностью пористого кремния – это доокисление поверхностного субоксида кремния и растворение, и удаление оксида с поверхности, степень влияния которых на конечный результат зависит от морфологии и исходного состава пористого слоя. Показано, что увеличение интенсивности ФЛ пористого кремния, полученного травлением в растворе HF с изопропиловым спиртом, может быть связано с уменьшением количества центров безызлучательной рекомбинации при доокислении дефектного оксида на поверхности нанокристаллов, а появление ФЛ на образцах, полученных с ДМФА – с удалением оксидного слоя и появлением нанокристаллического кремния на поверхности. При этом соотношение между интенсивностями ФЛ обработанных и необработанных образцов сохраняется со временем. Образцы ПК с микрометровым поперечным размером пор проявляют фотолюминесценцию только после обработки в ПАК.

Это свидетельствует о перспективности применений данных функциональных наноматериалов в современной оптоэлектронике.

Литература:

1. V.M. Kashkarov, I.V. Nazarikov, A.S. Lenshin, V.A. Terekhov, S.Yu. Turishchev, B.L. Agapov, K.N. Pankov, E.P. Domashevskaya. Electron structure of porous silicon obtained without the use of HF acid // Phys. Status Solidi C. – 2009 - 6, No. 7. - 1557–1560.
2. А.С. Леньшин, В.М. Кашкаров, Ю.М. Спивак, В.А. Мошников. Исследование электронного строения и фазового состава пористого кремния//Физика и химия стекла// 2012, Т 38, №3, с. 383-392.
3. П.Г. Травкин, Н.В. Воронцова, С.А. Высоцкий, А.С. Леньшин, Ю.М. Спивак, В.А. Мошников. Исследование закономерностей формирования структуры пористого кремния при многостадийных режимах электрохимического травления//Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ» 4/2011, с.3-
4. Леньшин А.С. Мараева Е.В. Исследование удельной поверхности перспективных пористых материалов и наноструктур методом тепловой десорбции азота. //Известия СПбГЭТУ «ЛЭТИ» 6/2011, с.9-16.
5. А.С. Леньшин, В.М. Кашкаров, П.В. Середин, Ю.М. Спивак, В.А. Мошников. Исследование электронного строения и химического состава пористого кремния, полученного на подложках n и p-типа методами XANES и ИК-спектроскопии// Физика и техника полупроводников, 2011, том. 45, вып. 9. с. 1229-1234.
6. А. С. Леньшин, В. М. Кашкаров, Д. Л. Голощапов, П. В. Середин, К. А. Полуместная, Е. В. Мараева, С. А. Солдатенко, Ю. А. Юраков, Э. П. Домашевская. Состав и реакционная способность нанопорошков пористого кремния. Неорганические материалы, 2012, том 48, № 10, с. 1–6.
7. Canham L.T. Appl. Phys. Lett. V.57, №10. P. 1046 – 1048. (1990).
8. Корсунская Н.Е. и др.// Физика и техника полупроводников, т. 44, вып. 1. С. 82-86. (2010).

9. Salonen J. et al. *Applied Surface Science*, V.120. P. 191 – 198. (1997).
10. Bao X. et al. *Solid State Communications*, V.109. P. 169 – 172. (1999).
11. S.Yu. Turishchev, A.S. Lenshin, E.P. Domashevskaya, V.M. Kashkarov, V.A. Terekhov, K.N. Pankov, and D.A. Khoviv Evolution of nanoporous silicon phase composition and electron energy structure under natural ageing // *Phys. Status Solidi C* – 2009.- 6, No. 7 - 1651–1655.
12. Леньшин А.С., Кашкаров В.М., Турищев С.Ю., Смирнов М.С., Домашевская Э.П. Влияние естественного старения на фотолюминесценцию пористого кремния. // *Журнал технической физики*, 2012, том 82, вып 2, с. 150-152.
13. Vyatcheslav A. Moshnikov, Irina Gracheva, Aleksandr S. Lenshin, Yulia M. Spivak, Maxim G. Anchkov, Vladimir V. Kuznetsov, Jan M. Olchowik. Porous silicon with embedded metal oxides for gas sensing applications//*Journal of Non-Crystalline Solids*. Volume 358, Issue 3, 1 February 2012, Pages 590–595.

МАЗМУНЫ/ СОДЕРЖАНИЕ

1- СЕКЦИЯ. «СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ГЕОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ»	
РАЗРАБОТКА СПОСОБА ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ПРИХВАТА БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА ПОД ДЕЙСТВИЕМ ПЕРЕПАДА ДАВЛЕНИЯ Ф.А.Ахундов	3
УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПОРОД ПРОДУКТИВНОЙ И КРАСНОЦВЕТНОЙ ТОЛЩ АБШЕРОН-ПРИБАЛХАНСКОЙ ЗОНЫ ПОДНЯТИЙ А.А. Фейзуллаев, А.Н. Гусейнова	7
СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЖАНАТАЛАП Турдиев М.Ф., Кодаров Ж.	11
ИССЛЕДОВАНИЕ СИСТЕМЫ ПОДОГРЕВА НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ НЕФТЕБАЗ И ТАНКАХ СУДОВ Айткаматова И. К., Юсупов А. А.	14
ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ УВЕЛИЧЕНИЯ ЗАПАСОВ НЕФТИ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ Воробьев А.Е.	19
ОСОБЕННОСТИ ТЕЧЕНИЯ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКИ АКТИВИРОВАННОЙ ВОДЫ В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ А.С. Стреков, Яковлева И.Н.	24
ИССЛЕДОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАЗАХСТАНА А.С. Стреков, Б.Н. Койлыбаев	28
СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ РАБОТЫ ДОЛОТ И ОЦЕНКА ИХ СРАВНИТЕЛЬНОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ Эфендиев Г.М., О.Г. Кирисенко, И.А. Пиривердиев	32
ПРИМЕНЕНИЕ ПОЛИМЕРНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАБУРУНЬЕ Койлыбаев Б.Н.	38
ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ И ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ Нурумова С.Ж., Конысбай У.	41
ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИЗУЧЕННОСТЬ МЕСТОРОЖДЕНИЯ АСАР Нурумова С.Ж., Шандиев А.С.	46
СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА ПРИМЕРЕ УЗЕНЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ Сабырбаева Г.С., Алимов Н.У.	50
ИЗУЧЕНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС Сабырбаева Г.С., Онгарбаев Р.Б.	53
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ Сабырбаева Г.С., Хадиева А.С.	55
АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК НА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ Сабырбаева Г.С., Хадиева А.С.	59

ПАЛЕОГЕОГРАФИЯ ТУРАНСКОЙ ПЛИТЫ С ПОЗИЦИЙ МОБИЛИЗМА	
Тарасенко Г.В.	63
РОЛЬ НЕФТИ В МОДЕЛИ ПЛАНЕТЫ ЗЕМЛЯ	
Тарасенко Г.В.	67
ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВИДЕТЕЛЬСТВА ХЯС И ТРАНСМУТАЦИИ	
ЭЛЕМЕНТОВ	
Тарасенко Г.В.	71
МАҢҒЫСТАУ ОБЛЫСЫНЫҢ МҰНАЙ МЕН ГАЗ КЕЛЕШЕГІН КЕҢЕЙТУ	
Жүсіп М.Қ.	74
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ	
Закенов С.Т., Нуршаханова Л.К., Саясатов А.	78
ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-УСТЮРТСКАЯ ЗОНА	
ПРОГИБАНИЯ	
Кожамет К.А., Жумагали А.С., Жұмағазы Д.	82
КОРРОЗИОННАЯ АКТИВНОСТЬ ГЖС ПО ОТНОШЕНИЮ К	
УГЛЕРОДИСТОЙ СТАЛИ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ	
ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН И НЕФТЕСБОРА	
Баямирова Р.У., Сарсенова А.	85
АНАЛИЗ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ И БОРЬБЕ С	
ОСЛОЖНЕНИЯМИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ И	
НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН	
Жолбасарова А.Т., Жумалбек Е.Б.	89
СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СТАБИЛЬНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ	
ФОНДОВ СКВАЖИН	
Ахметов Д.А., Каражанова М.К.	93
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ	
Баямирова Р.У., Койшина А.И.	98
МҰНАЙ ЖӘНЕ МҰНАЙ ӨНІМДЕРІН ТҮЗСЫЗДАНДЫРУ	
Н.А. Адилхан, Л.Қ. Нұршаханова.	102
АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ	
СКВАЖИН И ПЛАСТОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ КАЛАМКАС	
Мухашев Е.А., Тогашева А.Р.	106
ЛИТОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА	
ФУНДАМЕНТА ЮЖНОГО МАНГЫШЛАКА И СЕВЕРНОГО УСТЮРТА	109
Табылганов М.Т., Ондабаева Ф. К., Мырзахметұлы А.	
ОРЫС ПЛАТФОРМАСЫ МЕН ОРАЛДЫҢ ШЫҒЫС ПАЛЕОЗОЙЫНЫҢ	
ҚИМАСЫ БОЙЫНША МҰНАЙ МЕН ГАЗДАРДЫҢ ГЕОХИМИЯЛЫҚ	
ПАРАМЕТРЛЕРІНІҢ ӨЗГЕРУІНІҢ ЗАҢДЫЛЫҚТАРЫ	
Черкешова С.М.	113
МЕРОПРИЯТИЯ ПО КОНТРОЛЮ ЗА РАЗРАБОТКОЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ	
Тогашева А.Р.	115
ҚИЫН ӨНДІРІЛЕТІН МҰНАЙ ҰҢҒЫМАЛАРЫНДАҒЫ ҚҰМДЫ	
ТЫҒЫНДАРМЕН КҮРЕСУ	
Л.Б. Жетекова.	119
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ПРОМЫСЛОВОГО ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	
МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ	
Садуева Г.К.	123
АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ	
ФАКТОРОВ НА ПОКАЗАТЕЛИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН	
Сарбопеева М.Д.	127

РЕЗУЛЬТАТЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕЙ ТЕХНОЛОГИИ Бисембаева К.Т., Сугиров А.Б., Алпысбаева М.Б.	132
АМАНГЕЛДІ КЕНОРНЫҢ ИГЕРУ КЕЗІНДЕ ГИДРАТТАРҒА ҚАРСЫ КҮРЕС ШАРАЛАРЫН ІСКЕ АСЫРУДЫ ТАЛДАУ Есболай Г. К.	136
ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СТАНОЧНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СОВРЕМЕННЫХ РОБОТИЗИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ НЕФТЕГАЗОВОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ Орынбасаров Н.Ж., Табылов А.У.	138
КОРРЕЛЯЦИЯ ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СЕВЕРНОГО УСТЮРТА Мырзахмұлы А., Демегенов А.М., Өмірбеков Б.Б.	143
ХАРАКТЕРИСТИКА ДОЮРСКИХ НЕФТЕПРЕСПЕКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ АРАЛОКАСПИЙСКОГО РЕГИОНА Жиенбаева Г.И.	146
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА Карайдарова А., Койшиева А.А., Куренбаев Н., Сейдалиев А.А., Гусманова А.Г.	151
2- СЕКЦИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ И ХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ	
ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ПОЧВ ПРИБРЕЖНОЙ ЗОНЫ КАСПИЙСКОГО МОРЯ В РАЙОНЕ ПРИГОРОДА Г. АКТАУ Джаналиева Н.Ш., Серикбаева А.К., Кенжетаев Г.Ж., Сырлыбекқызы С.	154
ИССЛЕДОВАНИЕ МОРСКОЙ АКВАТОРИИ КАСПИЙСКОГО МОРЯ В ПРИГОРОДНЫХ РАЙОНАХ Г. АКТАУ (ОТ П. С. ШАПАГАТОВА ДО ОХЛАДИТЕЛЬНОГО ПРУДА «МАЭК») Кенжетаев Г.Ж., Джаналиева Н.Ш.	158
ВОЗМОЖНОСТИ УДАЛЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТОВ ИЗ СТОЧНЫХ ВОД ЗАВОДА «CASPI BITUM» ПУТЕМ АДСОРБЦИИ СОРБЕНТАМИ Кенжетаев Г.Ж., Тайжанова Л.	162
ОЦЕНКА ГЕОХИМИЧЕСКОГО ИЗМЕНЕНИЯ ПОЧВ В РАЙОНЕ ЗАВОДА «КАСПИЙ-ЦЕМЕНТ» Кенжетаев Г.Ж., Айтимова А.М., Жапарбаева Ф.	165
ҚАТУ ТЕМПЕРАТУРАСЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ ШЛАМДАРЫНДАҒЫ ПАРАФИННІҢ ЕРІГІШТІГІН ЗЕРТТЕУ Боранбаева А.Н., Серикбаева А.К.	170
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗЛИЧНЫХ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ ПРИ РАЗРУШЕНИИ ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ИССЛЕДУЕМОЙ НЕФТИ Туркменбаева М. Б., Сайынова Р.	173
СИНТЕЗ И КОМПЛЕКСООБРАЗУЮЩИЕ СВОЙСТВА КОМПЛЕКСОНОВ НА ОСНОВЕ n-КРЕЗОЛА Туркменбаева М. Б., Нурлыбай Л.	177
ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ СТОЧНЫХ ВОД ОТСТОЙНИКА СТОЧНЫХ ВОД КОС ГОРОДА ЖАНАОЗЕН Кенжетаев Г.Ж., Сырлыбекқызы С., Баймукашева Ш.Х.	180
ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ ПРИРОДНОЙ СРЕДЫ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН И ДОБЫЧЕ НЕФТИ Мустапаева Г.Т., Нурлыбай Л.Н.	183

ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ПОЧВ И СТЕПЕНИ ИХ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЯЖЕЛЫМИ МЕТАЛЛАМИ В РАЙОНЕ МЫСА ПЕСЧАННОГО	
Кенжетаев Г.Ж., Койбакова С.Е., Борашева А.	185
ШАРУАШЫЛЫҚ ҚАЛДЫҚТАРЫН ПАЙДАҒА ЖАРАТУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ	
Сулейменова Б.С., Келдібаева Л.	189
МҰНАЙ-ГАЗ САЛАСЫ ЖӘНЕ ОНЫҢ ҚОРШАҒАН ОРТАҒА ТИГІЗЕТІН ӘСЕРІ	
Айтимова А.М., Қалабай Д.М.	192
ТОПЫРАҚТЫҢ МҰНАЙМЕН ЛАСТАНУЫ ЖӘНЕ ОНЫ БИОЛОГИЯЛЫҚ ТАЗАЛАУ ӘДІСТЕРІ	
Айтимова А.М., Мұратбаева Г.Т.	197
ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ СМЕСЕЙ ПАВ- ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССОВ	
Бусурманова А.Ч., Ондабаева Ф.М.	201
ВЛИЯНИЕ ОТКРЫТЫХ СИСТЕМ ОЧИСТКИ КАНАЛИЗАЦИОННЫХ ОЧИСТНЫХ СООРУЖЕНИЙ КОС-1 НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ	
Кенжетаев Г.Ж., Серикбаева А.К., Сырлыбекқызы С., Джумашева К.А.	203
МҰНАЙҒА ІЛЕСПЕ ГАЗДАРДЫ ДАЙЫНДАУДЫҢ ЖАҢА ТЕХНОЛОГИЯСЫ	
Енсегенова У.К.	207
3 - СЕКЦИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ, КОММУНИКАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	
ҰЛТТЫҚ ТЕРМИНДЕРДІҢ АҚПАРАТТЫҚ ЖҮЙЕСІН ТАЛДАУ ЖӘНЕ МОДЕРНИЗАЦИЯЛАУ	
Есенова Г.Н., Сулейменова Б.Б.	211
ӨНЕРКӘСІПТЕ ВЕБ САЙТТЫ ҚОЛДАНУДЫҢ ЕРЕКШЕЛІГІ	
Сапарова А.С., Сулейменова Б.Б.	213
ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОДГОТОВКИ АБИТУРИЕНТОВ ДЛЯ КОМПЛЕКСНОГО ТЕСТИРОВАНИЯ	
Н.М. Баданова, А.Ж. Картбаев.	215
МЕТОДЫ РАЗРАБОТКИ МОБИЛЬНЫХ ПРИЛОЖЕНИЙ ДЛЯ ОБРАБОТКИ И АНАЛИЗА ДАННЫХ	
М.М. Бектилеу, А.Ж. Картбаев.	217
ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ (ВИЭ) И НЕФТЬ	
Балекова А.А.	219
BIOMASS AS A SOLAR ENERGY STORE	
Essemgul Bussurmanova.	223
ӨЗІН-ӨЗІ ҚУАТТАНДЫРАТЫН ЖӘНЕ АУА-РАЙЫНА ТӨЗІМДІ ЭЛЕКТРОКӨЛІК	
Епенова Ж.А.	225
РАЗРАБОТКА ПОЛИТИК И ПРАВИЛ ЗАЩИТЫ МОБИЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ УДАЛЕННЫХ СОТРУДНИКОВ	
М.Ш. Жеменей, Ж.Т. Шахтыбаева	228
МҰНАЙ ЖӘНЕ ГАЗ ӨНЕРКӘСІБІ САЛАЛАРЫНДАҒЫ АҚПАРАТТЫҚ ҚАУІПСІЗДІК	
Басшықызы Д., Джунебаев А.Д.	230

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ ТРАНСПОРТНЫЕ СИСТЕМЫ ГИБКОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОИЗВОДСТВА В СОВРЕМЕННОМ НЕФТЕГАЗОВОМ МАШИНОСТРОЕНИИ	
Атшыбаева Б.Б.	234
КАШАГАН: ОДНО ИЗ КРУПНЕЙШИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ	
Исмурзина Ж., Абдешов Д.Д.	238
МЕСТОРОЖДЕНИЕ НЕФТИ И ГАЗА ПРИКАСПИЙСКОЙ ВПАДИНЫ	
Танатар М.Т., Абдешов Д.Д.	239
НЕФТЯНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МАНГИСТАУ	
Утепов А, Абдешов Д.Д.	242
ДВИЖЕНИЕ СИНХРОННОГО ГЕНЕРАТОРА НА КОНЕЧНОМ ОТРЕЗКЕ ВРЕМЕНИ	
Жумадилова Ж.Б.	245
МЕТОДЫ И АЛГОРИТМЫ ОРГАНИЗАЦИИ ПОИСКА В WEB- ПОИСКОВЫХ СИСТЕМАХ	
Жумадилова М.Б., Акмамбетов Н.А.	249
ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ В СВАРОЧНОМ ПРОИЗВОДСТВЕ	
Пиржанов Б.	253
ФОТОЛЮМИНЕСЦЕНТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРИСТОГО КРЕМНИЯ И СПОСОБЫ ИХ МОДИФИКАЦИИ	
Бажиков К.Т., Сарсенов Е.Т.	257

Пішімі 60x84 1/12
Көлемі 268 бет
Шартты баспа табағы 22
Таралымы 50 дана
Ш.Есенов атындағы КМТЖИУ
редакциялық-баспа бөлімінде басылып шықты
130003, Ақтау қ., 32 ш/а

Формат 60x84 1/12
Объем 268 стр.
22 печатных листа
Тираж 50 экз.
Отпечатано в редакционно-издательском отделе
КГУТИ им. Ш. Есенова
130003, г. Ақтау, 32 мкрн.