

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА
ВЕСТНИК



Научно-практический журнал

Том 4, №1, 2022

Научно-практический журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

Том 4, № 1 (2022)

Нур-Султан 2022

Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана

Том 4, № 1 (2022)

Научно-практический журнал

Журнал зарегистрирован
в Министерстве информации
и коммуникации РК
Свидетельство №17609-Ж

Учредитель

ТОО «КМГ Инжиниринг»
АО «НК «КазМунайГаз»

Главный редактор

Хасанов Бахытжан Кенесович
Генеральный директор
ТОО «КМГ Инжиниринг»

Члены редколлегии

Карабалин У.С., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
Огай Е.К., докт. техн. наук,
зам. главного редактора
Ибрашев К.Н., канд. техн. наук
Куандыков Б.М., докт. геол.-
мин. наук
Кулекеев Ж.А., канд. экон. наук
Утеев Р.Н., докт. наук PhD по
геологии
Умралиев Б.Т., докт. техн. наук
Мунара А., докт. наук PhD по
геологии
Сармурзина Р.Г., докт. хим. наук
Нуртаева Г.К., докт. пед. наук,
канд. хим. наук

Золотухин А.Б., докт. техн. наук
(Россия)

Исмаилов Ф.С., докт. наук PhD
по техн. наукам (Азербайджан)
Агзамов Ф.А., докт. техн. наук
(Россия)
Абилхасимов Х.Б., докт. геол.-
мин. наук
Габдуллин М.Т., канд. физ.-мат.
наук, докт. PhD по физике
плазмы

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Нур-Султан,
ул. Дінмұхамед Қонаев,
здание 8

Тел. +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@kmg.kz

website: vestnik-ngo.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Б.К. Хасанов

К вопросу субсидирования социально-значимых
биржевых товаров3

Б.А. Иманбаев, М.С. Сагындиқов, Р.М. Кушеков, М.О. Таджикиев

Оценка и научное обоснование применения полимерного
заводнения на месторождении Узень9

Р.Н. Утеев, А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев, А.А. Ергалиев, К.Б. Ашимов, Б.К. Жиенбаев

Оценка эффективности горизонтальных скважин28

В.В. Коробкин, А.Е. Чакликов, Ж.С. Тулемисова

Тектоническое районирование палеозойд
Казахстана и его нефтегазоносных регионов39

П.А. Авдеев, А.К. Базанов, И.И. Ефремов, Р.Ф. Мифтахов

Переход к использованию цифровых помощников в кине-
матической интерпретации данных сейсморазведочных
работ на примере задачи повышения качества сейсмических
данных после суммирования и достоверности
прогноза тектонической модели52

М.Е. Логинова, Ф.А. Агзамов

Вязкоупругие системы при строительстве скважин60

Ф.Э. Сафаров, А.А. Мамыкин, С.А. Вежнин, А.Г. Телин

Технические решения для выполнения операций по
термозакреплению гср-проппанта и терморегентному
воздействию на призабойные зоны пласта
добывающих скважин73

Д. Искендеров

Перераспределение фильтрационных потоков
и повышение охвата воздействием путем регулирования
процесса гелеобразования83

Е.Н. Мамалов, Е.В. Горшкова

Увеличение нефтеотдачи пласта за счет
применения комбинированной технологии94

А.Г. Кучиков, Ш.Ж. Құдайбергенов, Б.Е. Бекбауов

Тестирование гидродинамического симулятора химического
заводнения путём сравнения результатов моделирования
полимерного заводнения с аналогичными результатами
существующих симуляторов99

А.С. Галеев, С.Л. Сабанов, Р.Н. Сулейманов, О.В. Филимонов, Т.А. Утемисов, Ж.К. Жантурин

Экспресс-диагностика обрыва-отворота штанг на скважинах,
оборудованных штанговыми глубинными насосами112

Р.Г. Хайретдинов, Г.Е. Дабисов, С.В. Ишангалиев

Экономическая эффективность от увеличения межремонтного
периода эксплуатации нефтедобывающих скважин120

Требования к статьям научно-технического и
производственного журнала «Вестник нефтегазовой
отрасли Казахстана»133

Состав редколлегии журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»136

К ВОПРОСУ СУБСИДИРОВАНИЯ СОЦИАЛЬНО-ЗНАЧИМЫХ БИРЖЕВЫХ ТОВАРОВ

Б.К. Хасанов

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Статья посвящена вопросам субсидирования, очень актуальным в свете последних обсуждений совершенствования механизмов прямых и косвенных субсидий. В работе рассматриваются вопросы субсидирования социально-значимых товаров, к числу которых относятся, например, продукты переработки нефти, сжиженный газ и другие, приводятся формулы размера субсидирования, определения затрат по субсидированию, маржи трейдера от биржевой цены. Данные расчеты будут способствовать правильному планированию бюджетов областей на субсидирование.

Ключевые слова: субсидирование, биржевая цена, биржевой товар, трейдер, маржа трейдера.

В соответствии с Бюджетным Кодексом Республики Казахстан (далее – РК) субсидиями являются невозвратные платежи из бюджета, которые предоставляются физическим и юридическим лицам только при отсутствии другого способа выполнения государственных функций и реализации социально-экономических задач развития республики или региона в случаях, предусмотренных законодательными актами РК [1].

Другими словами, субсидирование представляет собой форму связи органов власти или финансовых центров, реализуется через безвозвратную денежную помощь и имеет целевой характер. Кроме того, субсидии предоставляются в условиях софинансирования, или, иными словами, дополнительного финансирования [2].

Правительству РК предстоит решать одновременно две, казалось бы, взаимоисключающие задачи: с одной стороны, внедрение рыночных механизмов регулирования для повышения конкуренции и развития экономики, с другой – удержание роста цен и субсидирование социально-значимых товаров и услуг для защиты уязвимых слоев населения (малоимущие, пенсионеры и т.д.).

В настоящее время субсидирование социально-значимых товаров, в числе которых находятся продукты переработки нефти, сжиженный газ и др., осуществляется за счет производителей, которые эти значительные убытки перекладывают на затраты других видов выпускаемой продукции, тем самым снижая конкурентоспособность производства. Данный подход не

только уменьшает выплаты в бюджет и не учитывает региональные особенности, но и откладывает на неопределенный срок внедрение рыночных механизмов регулирования рынка. Кроме того, не является прозрачной существующая цепочка посредников, которые, получая незаслуженную маржу, повышают цены товаров для конечных потребителей.

Необходимо отметить, что для каждой области республики необходимый уровень субсидирования, перечень таких товаров и услуг могут быть разными и меняться со временем. Поэтому долгосрочная программа субсидирования социально-значимых товаров и услуг (далее – Программа субсидирования) должна составляться и утверждаться областными маслихатами самостоятельно с учетом текущей конъюнктуры рынка в регионе.

Бюджетные расходы на финансирование Программ субсидирования должны быть запланированы на долгосрочной основе. В случае сбережения части затрат необходимо представить маслихатам возможность перенаправлять остатки средств на финансирование других социально-значимых расходов.

Проведение ежегодных общественных слушаний Программы субсидирования дает возможность регулярно оптимизировать перечень товаров и услуг, а также постепенно снижать уровень субсидирования и поэтапно переходить на рыночное регулирование социально-значимых товаров без проявления социального недовольства.

Далее рассмотрим вопросы организации субсидирования биржевых товаров, где важным аспектом является механизм оплаты субсидий из областного бюджета. Для этого предлагается рассматривать областную акимат как соучастника биржевых сделок и заключить соглашение с товарной биржей. После совершения сделок товарная биржа направляет запрос на оплату, и каждая сторона – трейдер и областной бюджет – должны произвести безусловную оплату в договорные сроки. Данный механизм оплаты сделки обеспечивает беспрепятственную и эффективную работу товарной биржи при бюджетном софинансировании сделок.

Как обеспечить конкуренцию в бирже социально-значимого товара, когда все трейдеры – участники торга – получают бюджетную субсидию?

Во-первых, трейдеры получают разные условия субсидирования в зависимости от решений областных маслихатов. Поэтому трейдеры не могут идти на сговор друг с другом и вынуждены конкурировать на товарном рынке.

Во-вторых, необходимо предусмотреть механизм субсидирования, когда маржа трейдера зависит от цены биржевого товара: чем меньше цена, тем больше маржа трейдера и, соответственно, меньше затраты на субсидирование из областного бюджета.

При этом размер субсидии биржевого товара должен позволить трейдеру не только покрыть свои расходы, но и получить согласованную маржу. Такой размер субсидирования за единицу товара можно определить по следующей формуле (1):

$$Z_{cy6}^1 = C_6^t - (C_p^{\square} + P_p^1 + M_{mp}^t) \tag{1}$$

где C_6^t – текущая биржевая цена товара, C_p^{\square} – оптовая цена реализации социально-значимого товара, устанавлива-

$$M_{mp}^t = M_{mp}^{max} * \left(\alpha * \left(1 - e^{-4 * \frac{C_6^{max} - C_6^t}{C_6^{max} - C_6^{min}}} \right) + (1 - \alpha) * \frac{C_6^{max} - C_6^t}{C_6^{max} - C_6^{min}} \right) \tag{6}$$

где α – доля экспоненциальной зависимости, параметр которой согласовывается в договоре между областным акиматом и трейдером.

$$Z_{cy6}^1 = C_6^t - \left(C_p + P_p^1 + M_{mp}^{max} * \left(\alpha * \left(1 - e^{-4 * \frac{C_6^{max} - C_6^t}{C_6^{max} - C_6^{min}}} \right) + (1 - \alpha) * \frac{C_6^{max} - C_6^t}{C_6^{max} - C_6^{min}} \right) \right) \tag{7}$$

емая решением областного маслихата, P_p^1 – удельные расходы трейдера на реализацию (расходы за хранение и транспорт и др.), M_{mp}^t – текущая маржа трейдера.

При отсутствии необходимости субсидирования из областного бюджета ($Z_{cy6}^1 = 0$) можно предусмотреть выплату трейдеру максимальной ставки маржи M_{mp}^{max} . Такая минимальная биржевая цена товара, ниже которой выплачивается максимальная ставка маржи, определяется как (2):

$$C_6^{min} = C_p^{\square} + P_p^1 + M_{mp}^{max} \tag{2}$$

А максимальная биржевая цена (C_6^{max}) определяется на основе выделенной суммы областного бюджета для субсидирования данного социально-значимого товара (Z_{cy6}^{1max}) и оптовой цены его реализации (C_p^{\square}). С учётом того, что при достижении максимальной биржевой цены не будет выплачиваться маржа ($M_{mp}^t = 0$), ее можно определить по следующей формуле (3):

$$C_6^{max} = Z_{cy6}^{1max} + C_p^{\square} + P_p^1 \tag{3}$$

Для стимулирования трейдера в достижении минимальных цен в биржевых сделках маржу трейдера предлагается снижать от максимально значения M_{mp}^{max} до нуля в зависимости изменения биржевой цены товара от минимального значения C_6^{min} до максимального значения C_6^{max} по линейной зависимости (4):

$$M_{mp}^t = M_{mp}^{max} * \frac{C_6^{max} - C_6^t}{C_6^{max} - C_6^{min}} \tag{4}$$

или по экспоненциальной зависимости (5):

$$M_{mp}^t = M_{mp}^{max} * \left(1 - e^{-4 * \frac{C_6^{max} - C_6^t}{C_6^{max} - C_6^{min}}} \right) \tag{5}$$

А также можно использовать комбинацию этих методов (6):

Таким образом, окончательная формула по определению затрат по субсидированию за единицу товара выглядеть следующим образом (7):

Рассмотрим пример для расчета, когда цена оптовой реализации социально-значимого товара составляет $C_p^{\square} = 40$ долл. США/ед., расходы трейдера $P_p^1 = 7$ долл. США/ед., а согласованная маржа трейдера $M_{mp}^{max} = 3$ долл. США/ед.

Тогда минимальная биржевая цена товара определяется как $C_6^{min} = C_p^{\square} + P_p^1 + M_{mp}^{max} = 40 + 7 + 3 = 50$ долл. США/ед.

Также рассмотрим варианты, когда максимальная цена биржевого товара C_6^{max} составляют 100, 120, 160, 200 и 240 долл. США/ед.

Результаты расчетов при использовании линейной зависимости снижения маржи трейдера по формуле (4) показан на нижеприведённом рис. 1.

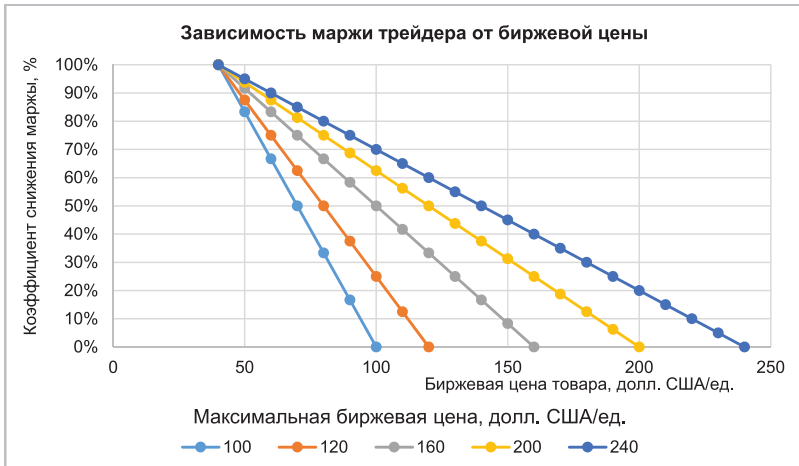


Рисунок 1. Зависимость маржи трейдера от биржевой цены (линейная зависимость)

Результаты расчетов по формуле (5) с использованием экспоненциальной зависимости представлены на рис. 2

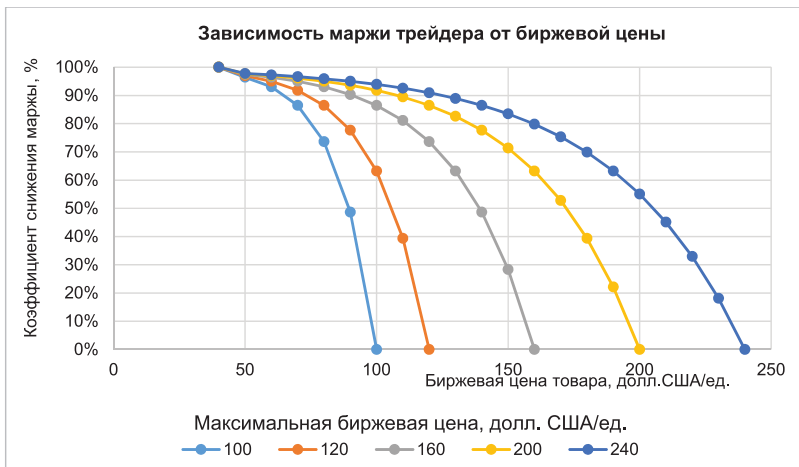


Рисунок 2. Зависимость маржи трейдера от биржевой цены (экспоненциальная зависимость)

Как видно из представленных выше графиков, использование линейной зависимости приведет к быстрому снижению маржи при росте цены биржевого товара и высокому риску потери доходов трейдера.

Применение экспоненциального закона обеспечивает сохранение маржи на начальном этапе роста биржевых цен, но может недостаточно стимулировать трейдера на действия по снижению биржевых цен.

На графиках ниже показано, что именно использование комбинированной формулы (6) позволяет достичь сторонам

приемлемых коммерческих условий для субсидирования социально-значимых товаров биржи.

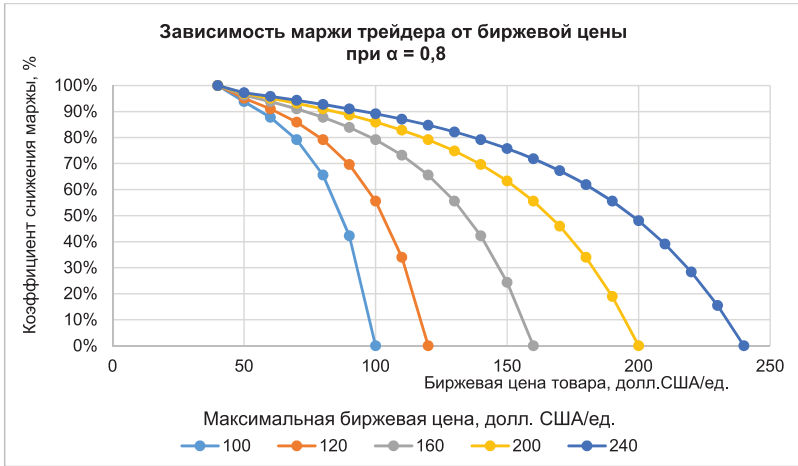


Рисунок 3. Зависимость маржи трейдера от биржевой цены при $\alpha = 0,8$

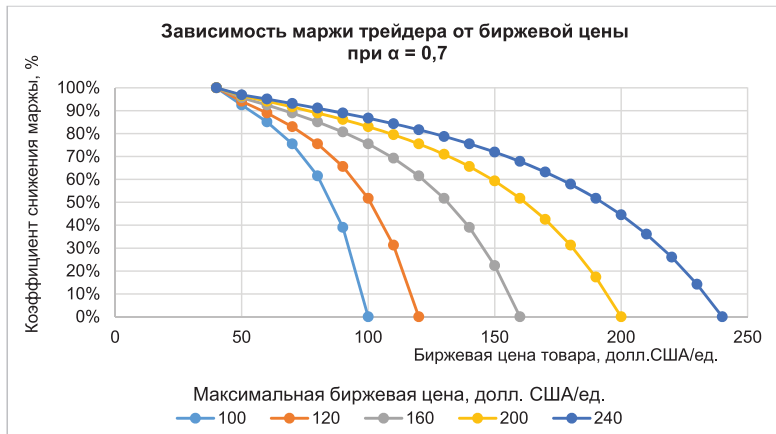


Рисунок 4. Зависимость маржи трейдера от биржевой цены при $\alpha = 0,7$

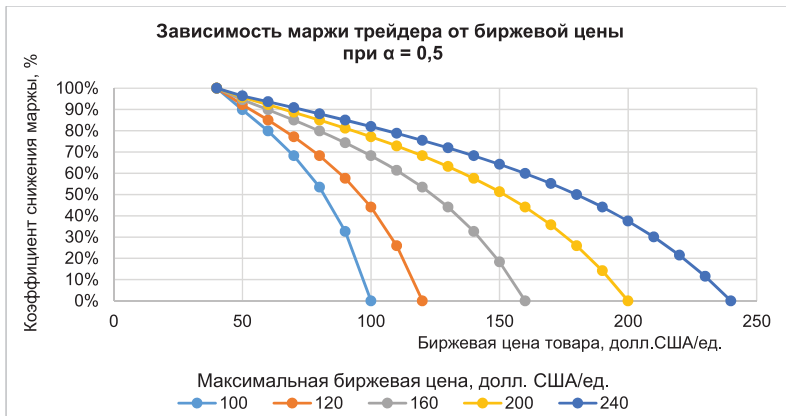


Рисунок 5. Зависимость маржи трейдера от биржевой цены при $\alpha = 0,5$

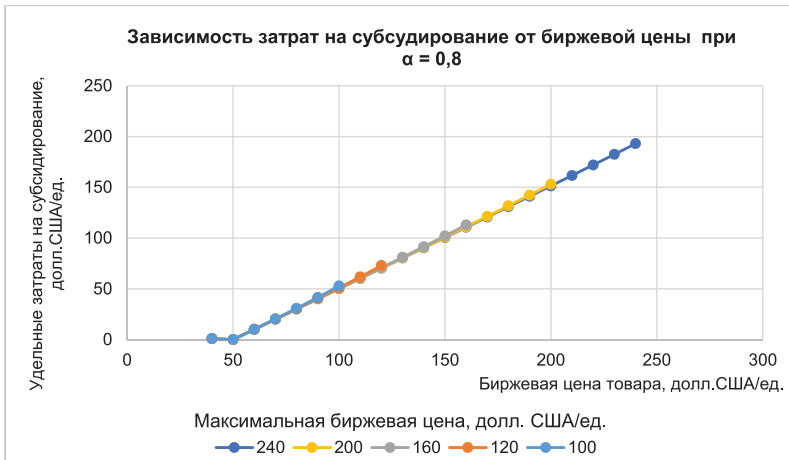


Рисунок 6. Зависимость затрат на субсидирование от биржевой цены при $\alpha = 0,8$

Таким образом, правильное определение минимального и максимального значения биржевой цены представляет трейдерам чёткие правила игры субсидирования сделки и позволяет реально конкурировать на товарной бирже.

Необходимо отметить, что планирование расходов областного бюджета на субсидирование должно основываться на достоверном прогнозе биржевой стоимости с учетом утвержденной оптовой цены реализации социально-значимого товара (рис. 6). При некорректном прогнозе биржевой цены будет сложно выбрать по конкурсу трейдера и будет необходимо заново

пересмотреть в сторону увеличения оптимальную цену реализации товара или бюджетные расходы на субсидирование.

Предложения

На обсуждение предлагается новый подход к субсидированию социально-значимых товаров, который обеспечивает постепенный, согласованный с населением, переход к рыночной цене биржевых товаров. Настоящая статья представлена в порядке дискуссии, приглашаем всех заинтересованных принять участие по озвученному в данной работе вопросу и присылать свои отклики.

Список использованной литературы

1. Бюджетный Кодекс Республики Казахстан. – Утв. 4 декабря 2008 г., (с изменениями и дополнениями по состоянию на 12.01.2022 г.). // Bjudzhetnyi Kodeks Respubliki Kazakhstan [Budgetary Code of the Republic of Kazakhstan]. – Utv. 4 dekabrja 2008 g. (s izmeneniyami i dopolneniyami po sostoyaniyu na 12.01.2022 g.) [Approved on December 4, 2008, with amendments and additions as of 01/12/2022].
2. Словарь экономических терминов. – Материалы Информационной системы «Параграф». База «Юрист», 2022. // Slovar' ekonomicheskikh terminov [Glossary of economic terms]. – Materialy Informacionnoi sistemy «Paragraf». Baza «Yurist» [The "Paragraph" information system materials. "Lawyer" Base], 2022.

ӘЛЕУМЕТТІК МАҢЫЗЫ БАР БИРЖАЛЫҚ ТАУАРЛАРДЫ СУБСИДИЯЛАУ МӘСЕЛЕСІНЕ

Б.К. Хасанов

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан, Қазақстан

Мақала тікелей және жанама субсидиялар тетіктерін жетілдірудің соңғы талқылаулары тұрғысынан өте маңызды субсидиялау мәселелеріне арналған. Жұмыста әлеуметтік маңызы бар тауарларды субсидиялау мәселелері қарастырылады, олардың қатарына, мысалы, мұнай өңдеу өнімдері, сұйытылған газ және басқалар

жатады, субсидиялау мөлшерінің, субсидиялау бойынша шығындарды айқындаудың формулалары, биржалық бағадан трейдердің маржалары келтіріледі. Бұл есептеулер облыстардың бюджеттерін субсидиялауға дұрыс жоспарлауға ықпал ететін болады.

Негізгі сөздер: субсидиялау, биржалық баға, биржалық тауар, трейдер, трейдер маржасы.

ABOUT SUBSIDIZING SOCIALLY SIGNIFICANT EXCHANGE COMMODITIES

B.K. Khassanov

KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

The article is devoted to the issues of subsidizing, which are very relevant in the light of recent discussions on improving the mechanisms of direct and implicit price subsidies. The paper discusses the issues of subsidizing of socially important goods, which include, for example, oil refinery products, liquefied gas and others, provides formulas for the amount of subsidies, determining the cost of subsidizing, the trader's margin from the exchange price. These calculations will contribute to the correct planning of regional budgets for subsidies.

Key words: subsidizing, exchange price, exchange commodity, trader, trader's margin.

Информация об авторах

Хасанов Бахытжан Кенесович – генеральный директор (председатель Правления).

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

УДК: 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

ОЦЕНКА И НАУЧНОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ

Б.А. Иманбаев, М.С. Сагындиқов, Р.М. Кушеков, М.О. Таджибаев
Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИМунайгаз», г. Актау, Казахстан

Месторождение Узень находится на поздней стадии разработки, где средняя обводненность составляет более 90% за счет долголетнего традиционного заводнения. При этом текущая нефтенасыщенность коллектора составляет более 50%, что может обеспечить перспективное будущее месторождения. Согласно мировой практике применение химических методов увеличения нефтеотдачи способно обеспечить высокую выработку нефтяных залежей и продлить рентабельный период эксплуатации. Таким образом, учитывая текущее состояние м. Узень применение химических методов увеличения нефтеотдачи является особенно актуальным. Основным методом является полимерное заводнение, которое доказало свою высокую эффективность за 60 лет применения в индустрии.

Цель данной работы заключается в оценке и научном обосновании технологии полимерного заводнения к условиям м. Узень. Согласно данной цели, в первую очередь, был изучен мировой опыт полимерных заводнений, включая последние масштабные проекты на месторождениях Китая, США, Канады, Индии, Омана и других стран. Разработаны критерии эффективного применения полимерного заводнения и проведен скрининг геолого-физических характеристик всех объектов месторождения. В дополнение выполнен анализ фациальных карт и текущего состояния разработки для подбора потенциального участка пилотного испытания. Проведен обзор наземной инфраструктуры, анализ источников водоснабжения и характеристик различных полимеров для разработки проекта пилотного испытания технологии. Предварительные гидродинамические расчеты свидетельствуют о снижении обводненности, повышении добычи нефти и прироста нефтеотдачи на 7%. Технико-экономические исследования утверждают о рентабельности полимерного заводнения при цене на нефть более 55 долл. США/барр. Проведенные исследования являются основой для дальнейшего внедрения, адаптации и оптимизации полимерного заводнения.

Ключевые слова: методы увеличения нефтеотдачи, полимерное заводнение, нефтяное месторождение, пилотное испытание, скрининг.

Введение

Согласно статистике Enerdata (2021) [1], более 30% мирового энергопотребления сегодня осуществляется за счет горючего топлива, изготавливаемого из нефтепродуктов. Масштабное сокращение экономической активности в мире по причине карантинных мер повлекло за собой снижение мирового спроса на нефтепродукты. Однако с начала 2021 г. углеводородный рынок стабилизировался, и цена за барр. нефти достигла приемлемого уровня. Быстрый рост спроса говорит о важности роли нефти и продуктов её переработки в мировой промышленной индустрии. Учитывая дальнейший рост мирового спроса и потребление энергии в ближайшие десятилетия, реалистичным решением для

удовлетворения этой потребности является поддержание добычи на уже существующих месторождениях по нескольким причинам [2]:

- не гарантированы новые открытия за счет геологоразведки;
- новые открытия, скорее всего, будут находиться на шельфе, глубоко в море или в труднодоступных для добычи районах. К тому же даже проекты на суше не всегда приносят прибыль, покрывающую капитальные вложения на разработку;
- добыча нетрадиционных ресурсов более дорогостоящая по сравнению с добычей из существующих зрелых месторождений даже с применением методов повышения нефтеотдачи пласта (далее – ПНП).

Суть методов ПНП в основном заключаются в закачке химических веществ, газов и применении тепловой энергии горячей воды или пара [3]. Так, при газовых методах ПНП в основном используются углекислый газ, азот и углеводородные газы; при химических ПНП – поверхностно-активные вещества (далее – ПАВ), полимеры и углеводородные растворители. Закачиваемые агенты ПНП так или иначе изменяют свойства пласта и нефти в коллекторе, что позволяет улучшить фильтрацию нефти к добывающим скважинам. Другими словами, жидкости, закачиваемые в пласт, взаимодействуют с породой и нефтяной системой, в результате чего изменяют эту систему до лучших условий для вытеснения нефти [4]. Например, использование ПАВ приводит к снижению межфазного натяжения между нефтью и водой, а полимеры создают поршневое вытеснение фронта внутри пласта [5]. В основе всех взаимодействий между закачиваемыми агентами ПНП и системой нефть-порода лежат химические и физические механизмы.

Большинство нефтяных месторождений ограничиваются традиционным заводнением (далее – ТЗ) в силу его дешевизны и простоты применения. ТЗ при повышенной вязкости нефти и неоднородности пласта по проницаемости не обеспечивает высокую нефтеотдачу [6]. Одним из решений возникшей проблемы является снижение подвижности закачиваемой воды за счет увеличения её вязкости [7]. Добавление водорастворимых синтетических полимеров или биополимеров увеличивает вязкость закачиваемой воды, следовательно, коэффициент подвижности уменьшается, а эффективность охвата заводнением повышается [6, 8–10]. Ведущим представителем синтетических полимеров является частично гидролизованый полиакриламид (далее – ГПАА) [11]. Известным представителем биополимеров является ксантан, который представляет собой высокомолекулярный биополисахарид [12].

Применение полимеров в добыче нефти в последнее время расширяется благодаря улучшению практических знаний в этой области. Ряд исследований показывает, что на долю проектов ПЗ приходится более 77% проектов химических методов увеличения нефтеотдачи (далее – ХМУН) во всем мире [13]. Также, согласно работе Saleh [14], более 80% из всех

проектов ПЗ проводились на терригенных песчаных коллекторах.

Литературный обзор

В данном разделе представлен краткий литературный обзор, где было проанализировано свыше 20 исследований по ПЗ стран США, Канады, Индии, КНР и других. Изучались условия эффективного применения технологии ПЗ, на основе чего были сформированы критерии и проведен скрининг м. Узень.

Геолого-физические характеристики и состояние разработки. Геолого-физические характеристики (далее – ГФХ) месторождений, где применялась технология ПЗ, имеют показатели в определенном узком диапазоне (табл. 1). Можно отметить, что глубина залегания коллекторов не превышает 1300 м, и это обеспечивает благоприятные термические условия для полимера. Однако, согласно работе Lu и др. [15], на месторождении Shengli (КНР) температура пласта достигает 70°C, что может привести к потере вязкости полимерного раствора. Методы сохранения вязкости и повышения термической стабильности полимера будут приведены в следующих разделах.

Толщина и пористость коллекторов в среднем составляют 10–11 м и 25–27% соответственно. Проницаемость пласта является одним из важных критериев для ПЗ, минимальное значение которой по изученным проектам составляет 100 мД и может увеличиваться до неограниченного максимального значения. Высокая проницаемость нефтяной зоны положительно влияет на возможность закачки полимерной оторочки и, соответственно, эффективность ПЗ. Однако в редких случаях наличие суперпроницаемых коллекторов приводит к прорыву или языкообразованию полимерного раствора и, соответственно, негативно влияет на эффективность процесса [16, 17].

Исходя из мирового опыта, закачка полимера способна обеспечить эффективное воздействие на пласт как с легкой, так и высоковязкой нефтью (табл. 1). Например, на м. Pelican Lake (Канада), где вязкость нефти составляет 1650 сП, ПЗ показало лучший результат по сравнению с термическими методами разработки. Причиной этому является малая толщина пласта (1–9 м), что привело к потере тепла при закачке пара, тогда как для ПЗ этот показатель является подходящим [18, 19].

Таблица 1. Сводная информация по ГФХ месторождений с применением ПЗ [18, 19, 20–36]

Месторождение	Глубина, м	Толщина пласта, м	Порода	Темп., °С	Пористость, %	Прониц., мД	Вязкость нефти в пластовых усл., сП
Al Khalata, Оман [20–22]	550–675	–	Песчаник	46	25–30	100–2000	90
Alaska, США [23, 24]	610–1520	3–5,5	Песчаник	21,7	32	500–5000	300
Captain (шельф), Великобритания [25–27]	915	<36,6	Песчаник	32	31	5 000	80
Dalia/Camelia (шельф), Ангола [28]	800–1000	6–10	Песчаник	45–56	–	>1000	1–11
Daqing, КНР [29, 30]	1000	6,1	Песчаник	45	25	1100	9
Mangala, Индия [31, 32]	600	24–40	Песчаник	<62	21–28	5000	9–22
Pelican Lake, Канада [18, 19]	300–450	1–9	Песчаник	12–17	28–32	300–5000	1 650
Shengli, КНР [33–35]	1257–1298	7,92	Песчаник	70	34	1944	41,2
Tambaredjo, Суринам [36]	375–425	13,7	Песчаник	36	10	3000–10000	300–600

В табл. 2 представлены показатели месторождений (пилотных участков) до и после применения ПЗ. По сводным данным можно заметить, что значения обводненности до ПЗ достигают 96% (Mangala, Индия) [31], однако есть и примеры, где на момент применения ПЗ этот параметр составлял ниже 40% (Dalia, Ангола; Pelican Lake, Канада) [18, 28]. В случае с м. Pelican Lake, как упоминалось ранее, причиной обводненности

являлась высокая вязкость нефти и невозможность применения термических методов. Таким образом, ПЗ рассматривался как первичный метод поддержания пластового давления. Для Pelican Lake прирост коэффициента извлечения нефти (далее – КИН) за счёт ПЗ составил 5%, когда для остальных прирост КИН в среднем составил 9%, а максимально достигнутое значение – 16% (Captain, Великобритания) [25].

Таблица 2. Сравнение показателей отбора до и после пилотных ПЗ [18, 19, 20–36]

Месторождение	Тек. нефтенас., %	Приемистость 1 скв., м³/сут	До ПЗ			После ПЗ		
			Дебит нефти, м³/сут	Обв., %	КИН, %	Дебит нефти, м³/сут	Мин. обв., %	КИН, %
Al Khalata, Оман [20–22]	60	500	–	95	18	–	49	~28
Alaska, США [23, 24]	–	270	4769,6 (весь участок)	65	–	Δ31,8–47,7 (доп. добыча с 1 скв)	40–45	–
Captain (шельф), Великобритания [25–27]	–	2 385	–	78	–	–	52	–
Dalia/Camelia (шельф), Ангола [28]	–	2 066	–	<40	–	–	76	–
Daqing, КНР [29, 30]	80	–	–	93	53	–	78	65
Mangala, Индия [31, 32]	55	620	3497,7 (весь участок)	96	18	6041,5 (весь участок)	86	24
Pelican Lake, Канада [18, 19]	60–70	148	1,4–2,9 (с 1 скв)	20	5–7	36,9–57,9 (с 1 скв)	60	10–12
Shengli, КНР [33–35]	67	–	242,5 (весь участок)	95	38	554,4 (весь участок)	89	45
Tambaredjo, Суринам [36]	–	400	–	80	30	–	38	41

В отношении м. Dalia будет целесообразным рассмотреть общие положения на момент пилотного испытания (табл. 3). Стоит учитывать, что ПЗ рассматривался как метод разработки на ранней стадии. Закачка полимера началась в 2009 г., тогда как первая нефть была отобрана в 2006 г. [28]. Однако на месторождении были такие осложнения, как высокая минерализация воды (>25 г/л) и большое межскважинное расстояние. Исходя из этих факторов, методом разработки месторождения была выбрана закачка маловязкого (3 сП) полимерного раствора вместо ТЗ водой. С помощью модели на базе отборов скважин были сопоставлены 2 сценария обводненности: при традиционном и полимерном заводнении (рис. 1). На графике видно, что рост обводненности при ПЗ происходит со значительно более низким наклоном, чем при ТЗ, что увеличивает добычу нефти и положительно влияет на КИН.

Согласно Seright [37], существует базовый метод дизайна ПЗ – определение

требуемой вязкости раствора, равной произведению коэффициента подвижности и контраста проницаемости. Такой метод дизайна из рассмотренных проектов (табл. 3) был применен только на м. Daqing (КНР). В остальных случаях вязкость полимерного раствора обычно была ниже базового метода. В случае с высоковязкой нефтью подготовка приближенной вязкости полимерного раствора к вязкости нефти ограничивалась приемистостью скважин и максимально допустимой концентрацией полимера. Однако при таком подходе также наблюдался значительный прирост нефтеотдачи.

Лабораторные исследования Seright [37] доказали, что присутствие перетоков между высокопроницаемыми и низкопроницаемыми пропластками обеспечивает продвижение фронта оторочки по обеим пропласткам. При этом вязкость полимерного раствора должна быть достаточно высокой. Чем выше вязкость, тем ровнее профиль вытеснения.

Таблица 3. Сводная информация по проектам пилотных ПЗ

Месторождение	Минерализация воды, мг/л	Концентрация полимера, мг/л	Вязкость, сП		Закач. объем, PV*	Коэфф. подвиж. вода/нефть	Контраст Кпр	Н/Д**	Прирост КИН, %
			полимера	нефти					
Al Khalata, Оман (2010–...)	4600	–	15	90	–	–	–	26/–	~10
Alaska, США (2018–...)	2500	1600–1800	45	300	–	20	10:1	2/2 (гор)	~11
Captain (шельф), Великобритания (2011–2013)	–	2000	20	80	>1	31	–	1/– (гор)	~16
Dalia/Camelia (шельф), Ангола (2009–2017)	25000–52000	900	3	1–11	0,5	–	–	– (гор)	~5
Daqing, КНР (1995–2007)	3000–7000	1000–2000	40–50	9	0,7	<9,4	4:1	–	12
Mangala, Индия (2014–...)	5400	2000–2500	20	9–22	0,8	–	10:1	4/9	6
Pelican Lake, Канада (2005–2012)	–	600	13–200	1650	0,5–2	~16	4:1	2/3 (гор)	5
Shengli, КНР (1994–2003)	5000	525	25–35	41,2	0,4–0,6	–	–	–	7
Tambaredjo, Суринам (2008–2015)	<10000	1000–2500	45–125	300–600	–	–	12:1	3/9	11

*Н/Д – нагнетательные/добывающие скважины

**PV – поровый объем (pore volume)

Примечание: контраст Кпр – это соотношение средней и максимальной проницаемости пласта участка воздействия (или месторождения)

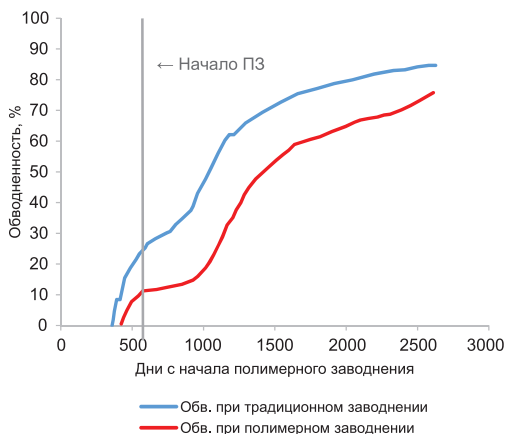


Рисунок 1. Реагирование добывающих скважин на ТЗ и ПЗ

На рис. 2 и 3 представлены показатели обводненности при ПЗ остальных месторождений. В отличие от м. Dalia, наблюдается активный спад обводненности как за короткий, так и за долгий период закачки полимера. Причина разделения их на 2 разных графика в разности масштабов данных и темпа реагирования добывающих скважин. Согласно наблюдениям, факторами, влияющими на темп реагирования, могут быть такие показатели как:

- ГФХ – проницаемость, связанность пласта, расчлененность, коэффициент подвижности и др.;
- межскважинное расстояние, скорость закачки и интенсивность заводнения (соотношение нагнетательных и добывающих скважин);
- размер оторочки закачанного полимера относительно порового объема;

- реологические свойства и стабильность полимерного раствора (деструкция и/или гидролиз).

Более того, характер поведения обводненности на разных месторождениях оценивался по одной или нескольким скважинам. Так, обводненность с м. Mangala отслеживалась с одной добывающей скважины, расположенной на внешней линии ячейки под воздействием одной нагнетательной. По этой причине на графике наблюдается кривая обводненности с тенденцией снижения на момент замера расходов. Предполагается, что, достигнув минимального значения, обводненность начнет увеличиваться, т.к. такое поведение показали скважины в центре ячейки [32]. Также на рис. 2 наблюдается совершенно иное поведение кривой обводненности с м. Alaska's North Slope. Почти за 1,5 мес с начала ПЗ обводненность достигла минимального значения 42%, снизившись с отметки 65% [23]. Во-первых, важно учитывать тот факт, что закачка велась в горизонтальные скважины, и тем самым обеспечивалась высокая приемистость (табл. 3). Во-вторых, проницаемость пласта достигает 5D, что значительно повышает фильтрацию полимерного раствора в пласте, а температура не выше 22°C является благоприятным условием, повышающим термическую стабильность полимера. В-третьих, относительно небольшая толщина пласта (3–5,5 м) уменьшает объемы закачки и обеспечивает быструю заполняемость пространства и продвижение оторочки до добывающей скважины.

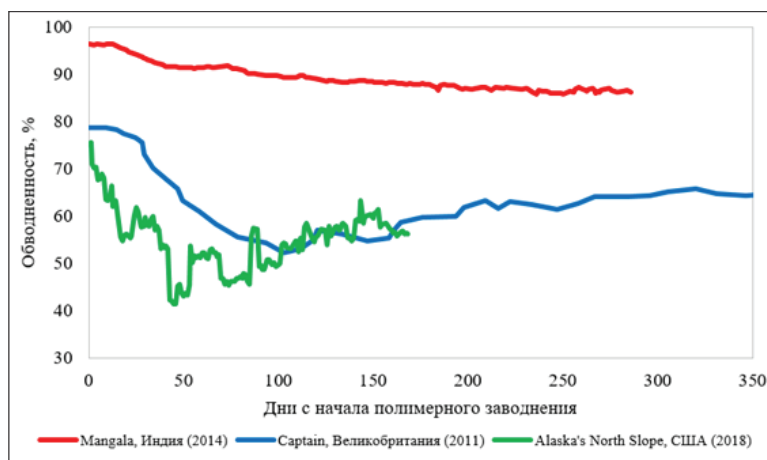


Рисунок 2. Динамика обводненности с начала применения ПЗ (Mangala, Captain, Alaska)

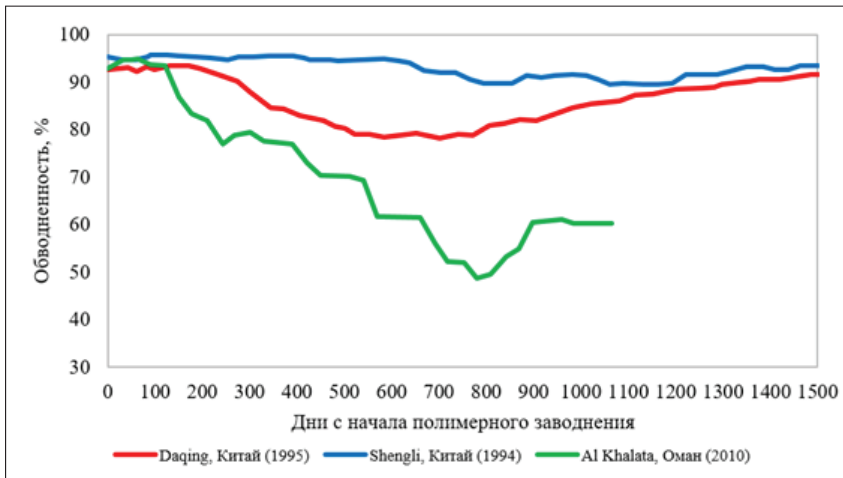


Рисунок 3. Динамика обводненности с начала применения ПЗ (Daqing, Shengli, Al Khalata)

Качество воды. Источник водоснабжения и качество воды – одни из главных аспектов ПЗ. Есть необходимость анализа пластовой воды перед началом проекта, поскольку компоненты состава воды могут значительно повлиять на устойчивость полимера. К таким компонентам относятся Ca^{2+} , Mg^{2+} , Fe^{2+} , которые значительно снижают вязкость полимерного раствора и степень успешности проектов xМУН [38-43]. Также опыт показывает, что присутствие растворенного кислорода в со-

ставе воды приводит к преждевременным разрушениям молекул полимера [44, 45]. Исходя из вышеизложенных фактов, следует отметить, что требуется тщательная и особая подготовка используемой воды до воздействия с полимером. Обширный обзор литературы выявил, что данные о минерализации воды приводятся редко. В данной статье представлены некоторые данные по составу воды из упомянутых выше месторождений (табл. 4).

Таблица 4. Компонентный состав воды для раствора полимера

Параметры	Mangala	Pelican Lake	Tambaredjo
Кислород, мг/л	<0,01	-	-
Fe^{2+} , мг/л	<0,5	0	-
Минерализация, мг/л	6500	-	-
SO_4^{2-} , мг/л	175	8	118
Ba^{2+} , мг/л	12	-	-
Ca^{2+} , мг/л	327	320	4
Mg^{2+} , мг/л	104	212	22
Нефтяные продукты, мг/л	<5	-	-
Na^+ , мг/л	2412	1420	-
Cl^- , мг/л	3466	138	128
CO_3^{2-} , мг/л	-	-	-
HCO_3^- , мг/л	1162	3740	90
Жесткость воды, мг/л	7140	5400	362
pH	6,8	-	-

Тем не менее, на основе открытых источников были сформированы скрининг-критерии для доступных вод, потенциально применимых в качестве растворителя для порошкообразного полимера (табл. 5).

При анализе компонентного состава воды с м. Узень было выявлено большое количество сульфатов. В случае использования воды есть риск солеотложения. При очистке воды от сульфатов также велика вероятность растворения кислорода в

воде. В используемой пластовой воде есть риск образования нерастворимого осадка в виде сульфата бария ($BaSO_4$). Для использования пластовой воды необходимо проводить более глубокую очистку от нефтепродуктов и механических примесей. Морская вода характеризуется избыточным наличием кислорода, что потребует дополнительных капитальных и операционных затрат на подготовку. В аспекте химической деструкции полимера рекомендуется использовать альбскую воду ввиду отсутствия кислорода и низкой концентра-

ции Fe^{2+} . Концентрация Ca^{2+} , Mg^{2+} также находятся в благоприятном диапазоне. Более того, анализ доступности водоснабжения альбской водой на месторождении показал, что присутствует возможность использования 19 тыс. $m^3/сут$ (7 млн $m^3/г.$) с возможностью увеличения объема подачи до 47 тыс. $m^3/сут$ (17 млн $m^3/г.$). В случае положительных результатов пилотного испытания, объем альбской воды будет достаточен и для более масштабного промышленного испытания.

Таблица 5. Анализ компонентного состава доступной воды для полимерного раствора

Параметры	Критерии					
	МИН	МАКС	предпочт.	пласт	альбская	морская
Кислород, мг/л	0,001	0,33	0	0,32	0	8
Fe^{2+} , мг/л	0,1	35	0	31	3	<0,001
Минерализация, мг/л	100	166700	<83400	64280	10235	12820
SO_4^{2-} , мг/л	0	320	0	360	2016	2886
Ba^{2+} , мг/л	1	10	<3	153	0	0,02
Ca^{2+} , мг/л	12	5410	<870	4360	223	600
Mg^{2+} , мг/л	1	2440	<330	1860	130	730
Нефтепродукты, мг/л	3,9	н/д	<4	48	0	0
Na^+ , мг/л	7,2	16600	<3650	8850	1670	1460
Cl^- , мг/л	5	7400	<1680	36484	4321	5370
CO_3^{2-} , мг/л	0	490	<180	10	13	0
HCO_3^- , мг/л	24	2350	<490	363	198	317
Жесткость воды, мг/л	410	7840	<4150	6220	353	3646
pH	5,8	8,4	7	6,6	7,5	8,1

Обозначения:

■ подходящий

■ относительно подходящий

■ относительно неподходящий

Вид и концентрация полимера. Как упоминалось ранее, существуют два основных вида полимера, применяемых в xМУН: синтетические (полиакриламид) и биополимеры (полисахариды). При выборе полимера учитываются такие характеристики как растворимость в воде, упруговязкостные свойства, характеристики удержания, склонность к закупорке, стабильность при сдвиге и высокой температуре [25, 41–43]. Мировой опыт указывает, что в большинстве проектов xМУН предпочтения отдаются ГПАА в силу их высокой приемистости, упруговязкостных свойств, хорошей и длительной стабильности, экономичности и доступности по всему миру.

Однако стоит учитывать и такие недостатки, как чувствительность к минерализации и температуре, а также сложности в утилизации.

В дополнение к акриlamиду во время синтеза могут быть введены несколько других мономеров для достижения определенных целей. Такие мономеры как акриlamидо-tert-бутилсульфоновая кислота (ATBS) и N-винилпирролидон (NVP) в комбинации с акриlamидами повышают устойчивость полимера к высокой температуре и минерализации. Несколько видов таких модифицированных полимеров с их коммерческими названиями представлены в сравнении в табл. 6 [46].

Таблица 6. Остаточная вязкость полимеров при осложненных условиях [46]

Полимер	Температура, °С	Минер-я, 1000 мг/л	Жесткость, 1000 мг/л	Остаточная вязкость	Заводнение керна
Синтетические полимеры					
ГПАА (без мономера)	75			Осаждается	Да
SAV522	120	200	18	180 дней	Нет
SAV10	120	167	46	90% после 100 дней	Да
SAV10	140	84,5	6	60% после 365 дней	Нет
SAV37	105	84,5	6	60% после 365 дней	Нет
SAV333	140	84,5	6	90% после 365 дней	Нет
SAV333	120	79,9	27	60% после 365 дней	Да
SAV225	105	79,9	27	60% после 365 дней	Да
AA-АТБС сополимер	130	230	20,8	70% за 365 дней	Нет
Биополимеры					
Ксантан	90			Осаждается	Да
Schizophyllan	120	201,6	56,3	240 дней	Да
Scleroglucan	100	30		730 дней	Да

Согласно наблюдениям, концентрации и объемы закачки значительно увеличились именно за последние 30 лет, нежели за первые десятилетия мировой истории ПЗ. В современных проектах, как правило, использовался ГПАА с концентрацией 1000 мг/л и более. Крупнейший в мире проект ПЗ был реализован в КНР (Daqing) в 1996 г. С 2002 г. на этом месторождении все чаще тестировали и внедряли полимер в концентрациях 2000–2500 мг/л, обеспечивая вязкость раствора 150–300 сП [37]. Размеры закачиваемого порового объема, указанные для этих проектов, варьировались от 40 до 120% порового объема.

Исходя из вышеперечисленных обсуждений, рекомендуется использовать ГПАА в качестве загущающего агента. Стоит отметить, что для каждого пластовых условий и качества воды рекомендуется проводить собственные лабораторные исследования по подбору конкретного вида ГПАА. В индустрии полиакриламид предоставляется в виде эмульсии и порошка. По причине очевидных преимуществ порошка с точки зрения транспортировки и хранения рекомендуется использовать сухой порошкообразный полимер, доставляемый в водонепроницаемых мешках весом до 750 кг [23]. Однако при полномасштабном внедрении ПЗ необходимо рассмотреть возможность подготовки полимерной эмульсии в больших объемах непосредственно на месторождении.

Деструкция полимера. При определенных условиях молекулярная структура полимера может разрушаться и разрушать-

ся. Этот процесс называется деструкцией полимеров [47]. Деструкция полимеров подразделяется на механическую, химическую, термическую и биологическую. Комплексный анализ литературных данных представлен в исследованиях Sorbie, Standnes и Skjevraak и Seright и Skjevraak [9, 44, 48].

Механическая стабильность полимера – это способность полимера сохранять свою вязкотекуемость при сильных механических нагрузках. Растворы полимеров являются неньютоновскими жидкостями [49]. Это означает, что вязкость такого раствора изменяется при изменении скорости сдвига. Механическая деструкция в пористой среде имеет место только в ближней призабойной зоне на малом удалении от ствола скважины. По мере увеличения радиуса фильтрации скорость фильтрации гиперболически уменьшается, и вероятность механической деструкции приближается к нулю.

Исходя из исследований Yang и Treiber [50], существует множество переменных, которые могут влиять на стабильность полимерного раствора. Это температура, минерализация и жесткость воды, наличие биоцидов, катионов металлов, шкала pH, химические добавки и сероводород. Однако авторы [50] обнаружили, что скорость и степень химической деструкции полимерного раствора в основном зависят от трех основных параметров: концентрации кислорода, минерализации и содержания железа в растворе. Например, полиакриламиды сохраняют стабиль-

ность при температуре 93,3°C в течение 500 дней, если концентрация кислорода в растворе низкая (близка к нулю). Как упоминалось ранее, тщательная очистка и подготовка воды поможет избежать осложнений с химической деструкцией полимера, а использование модифицированных полимеров улучшит термоустойчивость полимерного раствора в пласте.

Наземное оборудование и схема закачки. Как было установлено ранее, при полномасштабном внедрении ПЗ является необходимостью производства эмульсии полимера непосредственно на месторождении, что требует строительства отдельных промышленных заводов. Однако на данном этапе для пилотных испытаний достаточно ограничиться мобильными установками подготовки и закачки полимера. Одной из таких установок является Polymer Slicing Unit (далее – PSU), которая отличается своей подвижностью и практичностью применения. Данная уста-

новка применялась при пилотных ПЗ на таких месторождениях, как Каламкас, Забурунье, Восточный Молдабек (Казахстан), Alaska's North Slope (США), Tambaredjo (Суринам), Dalia (Ангола) и другие.

PSU состоит из 5 модулей (стандартных контейнеров): модуль сброса давления, модуль нагнетательного насоса, модуль подготовки полимерного раствора, бункер и модуль коммуникации. Мешки с полимером загружаются в бункер с помощью вилочного погрузчика, и полимер подается в расположенный ниже модуль изготовления полимера, где он смешивается с водой для получения маточного раствора. После 100 мин растворения в резервуаре маточный раствор попадает в основную систему водоснабжения, которая подается в 3 основных и в 1 запасной насосы в модуле нагнетания. На рис. 4 представлена подробная схема работы этой установки, которая рекомендуется к применению на м. Узень.

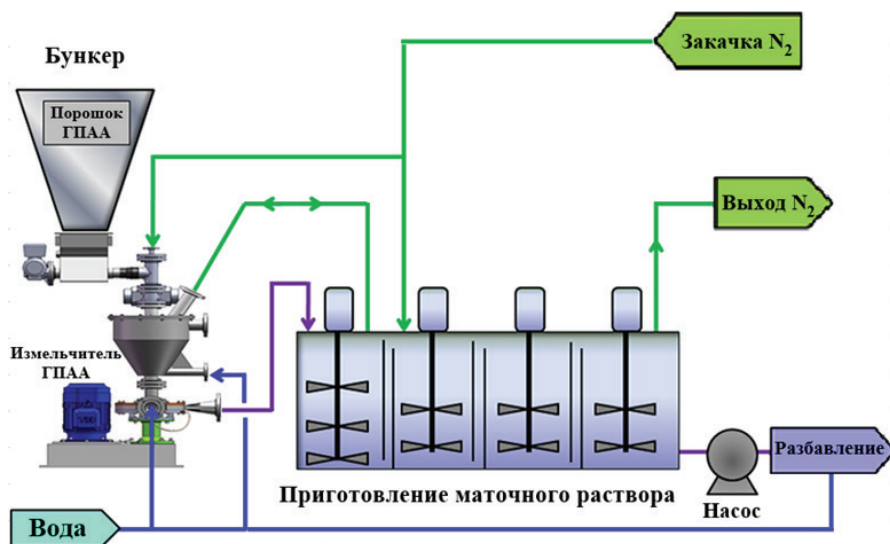


Рисунок 4. Технологическая схема подготовки раствора для пилотного проекта

Анализ данных и результаты

Месторождение Узень находится на поздней стадии разработки, где добыча производится за счет традиционного заводнения. Кроме того, используются механизированные способы эксплуатации наряду с интенсификацией скважин. При этом текущая нефтенасыщенность коллектора оценивается в среднем в 59%, что может обеспечить перспективное будущее месторождения. Таким образом, примене-

ние хМУН на м. Узень является особенно актуальным в настоящее время.

В данном разделе представлены аналитические работы по подбору оптимальных горизонтов и участка для пилотного испытания ПЗ. Вслед за этим проведен прогноз добычи выбранного участка на основе опыта м. Каламкас. Основываясь на результатах прогноза, была выполнена технико-экономическая оценка (далее – ТЭО) пилотного испытания ПЗ и пред-

ставлен ценовой диапазон экономической эффективности технологии.

Скрининг объектов м. Узень по ГФХ. На основе проведенного литератур-

ного обзора разработаны основные критерии для скрининга технологии ПЗ нефтяной залежи на основе ГПАА (табл. 7).

Таблица 7. Основные критерии для скрининга ПЗ нефтяной залежи

Параметр	Ед. изм.	Критерии		
		МИН	МАКС	предпоч.
Литология	тип	любой	любой	песчаник
Приемистость по воде	м ³ /сут	100	неогран.	>200
Проницаемость	мД	10	неогран.	>200
Пористость	%	10	37	>20
Толщина пласта	м	3	50	>10
Температура	°С	40	100	<80
Глубина залегания	м	150	3000	<2750
Вязкость нефти	сП	1	2675	<1000
Плотность нефти	г/см ³	0,75	0,96	0,8
Минерализация нефти	г/л	0,4	167	<37
Концентрация O ₂ в воде	мг/л	0	0,3	0
Кэффициент подвижности	безразм.	1	40	<10
Тек. нефтенасыщенность	%	50	92	>40
Тек. обводненность	%	неогран.	96	<90
Система заводнения	вид	рядная	площадная	площадная

Геологические условия применения ПЗ в основном совпадают с условиями применения традиционного заводнения. Однако имеются отличия. Применение метода может оказаться экономически неэффективным на нефтяных залежах, подстилаемых пластовой водой или имеющих обширные водонефтяные и газонефтяные зоны, а также на месторождениях с наличием проводящих тектонических нарушений. В то же время полимерное воздействие может оказаться эффективным методом в условиях нерентабельности обычного заводнения, например, для нефти повышенной вязкости или при аномально высокой неоднородности пласта [23, 24].

В табл. 8 представлен скрининг верхних и нижних горизонтов м. Узень. Также в целях сравнения было добавлено м. Карамандыбас. Предварительный скрининг показал, что более благоприятные условия имеют горизонты XIII–XVIII. На горизонтах XIX–XXIV и м. Карамандыбас приемистость, проницаемость, температура пласта и минерализация пластовой воды не относятся к диапазону предпочтитель-

ных критериев. Однако несоответствие критериям ПЗ не говорит о невозможности применения технологии на объектах, поскольку отклонения от предпочтительных критериев незначительные. Вместе с этим следует отметить, что применение ПЗ на этих объектах не будет таким эффективным, как это было бы на горизонтах XIII–XVIII. Более того, очевидно, что с углублением горизонтов растет температура. Соответственно, для проведения испытаний наиболее благоприятными являются вышележащие горизонты с минимальной температурой, что смягчит термоусловия для ГПАА в пласте.

К основным нежелательным сторонам для внедрения ПЗ относятся: высокая трещиноватость коллекторов, высокая температура пластов (более 80°С), низкая проницаемость породы (ниже 50 мД), ухудшенное качество воды для приготовления полимерного раствора (минерализация более 160 г/л, повышенное содержание железа, кислорода, бактерий, механических примесей, нефтепродуктов и др.).

Таблица 8. ГФХ объектов м. Узень

Параметры	Ед. изм.	Критерии					м. Караманды-бас
		МИН	МАКС	пред-поч.	м. Узень, гор. XIII-XVIII	м. Узень, гор. XIX-XXIV	
Литология	тип	песчаник	карбонат	песчаник	песчаник	песчаник	песчаник
Приемистость по воде	м ³ /сут	100	неогран.	>200	347	164	156
Проницаемость	мД	10	неогран.	>200	210	60	180
Пористость	%	10	37	>20	24	20	19
Толщина пласта	м	3	50	>10	25	46	13,5
Температура	°С	40	100	<80	60	80	72
Глубина залегания	м	150	3000	<2750	1116	1410	1640
Вязкость нефти	сП	1	2675	<1000	4,07	4,24	4,1
Плотность нефти	г/см ³	0,75	0,96	0,8	0,79	0,79	0,8
Минерализация воды	г/л	0,4	167	<37	50,5	64	64
Концентрация O ₂ в воде	мг/л	0,001	0,33	0,001	0,32	0,32	0,32
Коэффициент подвижности	безразм.	1	40	<10	1,7–2,7	-	-
Тек. нефтенасыщенность	%	50	92	>40	57	60	61
Тек. обводненность	%	неогран.	96	<90	89,8	77	86,2
Система заводнения	вид	рядная	площадная	площадная	площадная	площадная	площадная

*значения цветов сохранены в соответствии с табл. 5

Исходя из вышеупомянутых выводов, горизонты XIII–XVIII м. Узень были рассмотрены по отдельности с точки зрения совместимости с критериями (табл. 9). Предварительный анализ по критериям ПЗ показал, что горизонты XVI–XVII являются менее расчлененными. Вдобавок вышележащие горизонты активно подвергались и

продолжают подвергаться гидроразрыву пласта в целях интенсификации добычи нефти, что усложняет целостность пластов.

Проведен подробный факультетный анализ по данным горизонтам при выборе оптимального участка для пилотного испытания.

Таблица 9. ГФХ горизонтов XIII-XVIII м. Узень

Параметр	Ед. изм.	Критерии предпоч.	Горизонт					
			XIII	XIV	XV	XVI	XVII	XVIII
Литология	тип	песчаник	песч.	песч.	песч.	песч.	песч.	песч.
Приемистость по воде	м ³ /сут	>200	165	222	225	197	272	299
Проницаемость	мД	>200	210	240	140	150	130	120
Пористость	%	>20	26	25	23	23	23	23
Толщина пласта	м	>10	13,2	37,8	20,2	21,0	34,3	21,6
Температура	°С	<80	54,3	57,1	59,5	61,9	64,3	66,7
Глубина залегания	м	<2 750	1 097	1 102	1 120	1 124	1 126	1 130
Вязкость нефти	сП	<1 000	4,51	3,58	3,85	3,96	4,28	4,21
Плотность нефти	г/см ³	0,8	0,78	0,79	0,78	0,80	0,80	0,78
Минерализация воды	г/л	<37	35	39	59	57	49	64
Концентрация O ₂ в воде	мг/л	0,001	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32	0,32
Коэффициент подвижности	безразм.	<10	-	2,68	1,97	-	1,73	-
Тек. нефтенасыщенность	%	>40	58	55	55	55	54	53
Тек. обводненность	%	<90	89,9	90,2	90,0	90,7	90,0	82,5
Коэффициент расчленённости	д. ед.	<1	2,20	3,10	2,50	2,00	1,70	1,60

*значения цветов сохранены в соответствии с табл. 5

Подбор пилотного участка для ПЗ. Применительно для продуктивных залежей нефти в качестве границ участков выделялись гидродинамически обособленные блоки по естественным геологическим границам – линиям, оконтуривающим области развития песчаных тел для исключения перетоков нефти через границы участков. Таким образом, создавалась самостоятельная схема применения технологии закачки полимера внутри такой зоны и в системе скважин «нагнетательная – добывающая». Причем количество нагнетательных и окружающих добывающих скважин, реагирующих на закачку, должно быть в соотношении как минимум 1:3 и более, т.к. от этого напрямую зависит величина дополнительно добытой нефти.

Исходя из вышеизложенных факторов, в качестве критериев при подборе оптимальных зон и расположений скважин на зонах можно привести следующее:

- расстояние между скважинами – 100–400 м;
- герметичность скважин и отсутствие в ней перетоков;
- присутствие гидродинамической взаимосвязи между скважинами;
- отсутствие разломов и однородность пласта (коэффициент расчленённости <1);
- зона, изолированная от воздействия близлежащих нагнетательных скважин;
- оптимальная сетка скважин с добывающей скважиной в центре зоны.

В рамках данной работы был проведен подбор оптимального горизонта и скважин под выведенные критерии. В соответствии с анализом фаций по XIII–XXIV горизонтам, показанным на рис. 5, наиболее оптимальными горизонтами для закачки полимера являются XVI и XVII горизонты в силу относительно немалой доли запасов и значительного присутствия палеорусловых отложений по объемному распространению. Горизонты XIII и XIV имеют большую долю геологических запасов, что может послужить основой для обоснования применения ПЗ на этих горизонтах. Однако высокая глинистость и неоднородность продуктивных толщин являются критическими факторами при под-

боре потенциального участка. Более того, XIII и XIV горизонты имеют множество разломов, что может отрицательно повлиять на движение полимерной оторочки, отражая её. Горизонты XXIII и XXIV также имеют существенное наличие высокопроницаемых русел, однако температура данных горизонтов выше среднего (<80°C), что повысит термическую деструкцию полимера. К тому же доля запасов, распределенная в этих горизонтах, значительно мала, что приведет к рискам в экономической окупаемости проекта ПЗ.

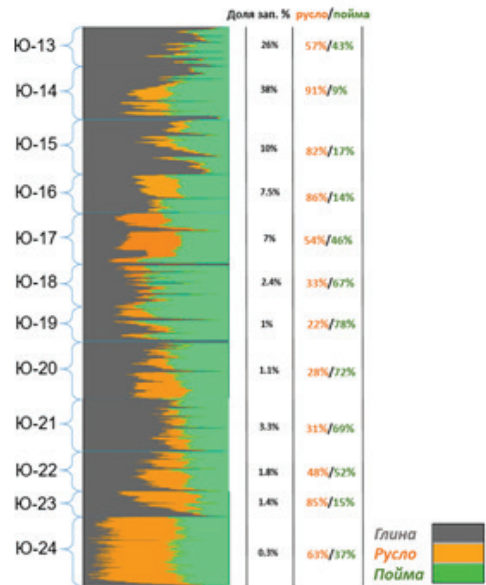


Рисунок 5. Строение фаций по горизонтам XIII–XXIV м. Узень

Основываясь на вышеперечисленных выводах, было принято решение рассматривать XVI и XVII горизонты в качестве потенциальных пластов для применения ПЗ.

Геолого-промысловый анализ карт текущих отборов по состоянию на 01.07.2021 г., карт остаточных извлекаемых запасов нефти и нефтенасыщенной толщины пласта позволил выделить в пределах контура XVII горизонта блока 2 участок с 13 добывающими скважинами: 9129, 5272, 4722, 7244, 384, 4004, 9887, 6979, 6980, 6080, 9199, 9124 (рис. 6).

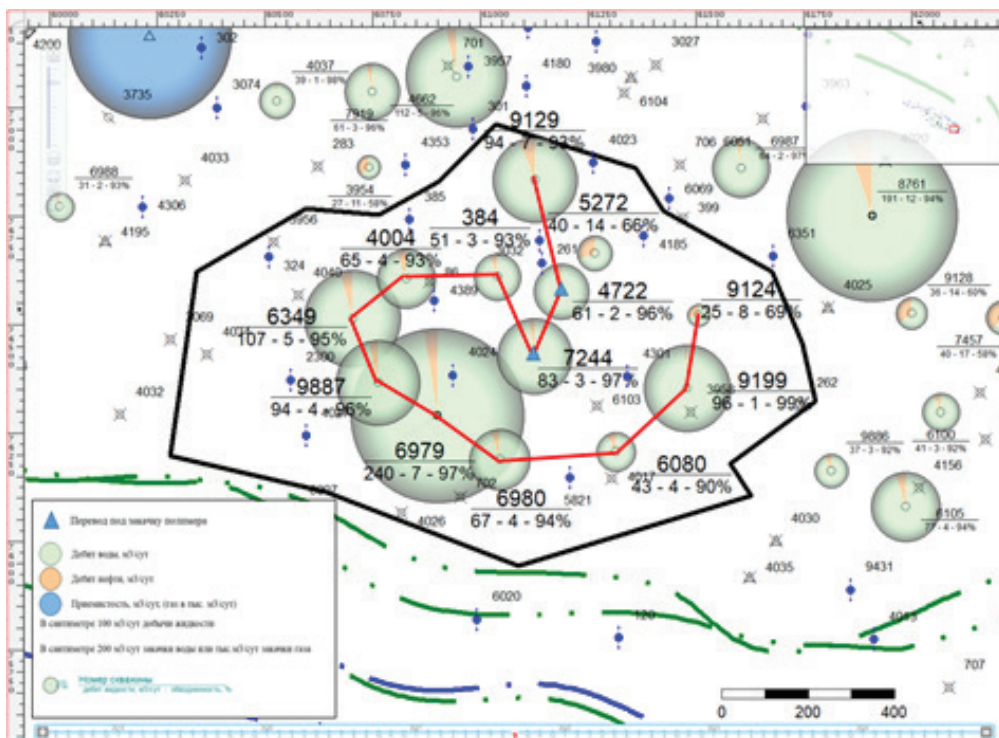


Рисунок 6. Потенциальный участок пилотного испытания ПЗ (XVII горизонт)

Площадь участка составляет 1,004 км² с начальными геологическими запасами 6243 тыс. т. Согласно графику разработки, накопленная добыча по участку составила 2339 тыс. т нефти. Выработка от извлекаемых запасов составила 69%, а текущая обводненность – 94,1%. Среднее межскважинное расстояние составляет 195 м. Две центральные добывающие скважины 4722 и 7244 предполагается перевести под нагнетание полимерного раствора. Итого

по участку количество скважин составит 2 нагнетательные и 11 добывающих.

В соответствии с представленной на рис. 6 последовательности скважин был построен геологический профиль, показанный на рис. 7. По данному разрезу можно заметить, что преобладают русловые и пойменные отложения, в отличие от глин. Этот факт подтверждает хорошую однородность, наблюдаемую из рис. 5.

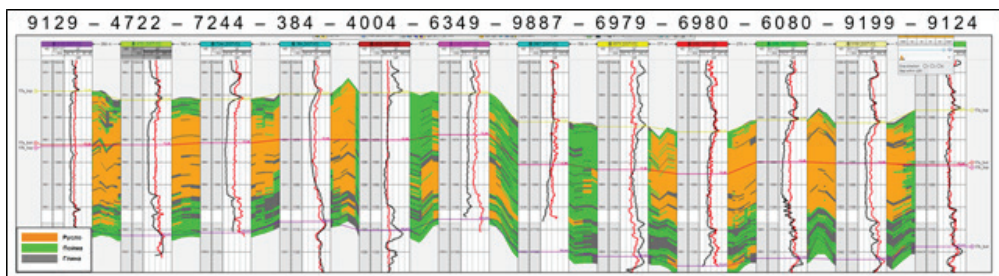


Рисунок 7. Геологический профиль по разрезу скв. 9129-9124 пилотного участка

Прогноз добычи на пилотном участке ПЗ. Оценка эффективности ПЗ осуществлялась с помощью прогноза добычи, основанного на результатах пилотного испытания на м. Каламкас [51]. Авторы статьи

подтвердили рентабельность применения ПЗ путем прогнозирования обводненности и КИН на участке.

Основываясь на динамике обводненности пилотного участка с м. Каламкас,

истории добычи и геометрических данных выбранного участка, был выполнен прогноз базовой и дополнительной добычи. На рис. 8 представлены кривые прогнозируемых добычи и обводненности. По результа-

там расчетов минимальная обводненность составила 84,6%, снизившись со значения 94,1% с начала заводнения. Добыча нефти увеличилась с 55,02 т/сут до 126,70 т/сут.

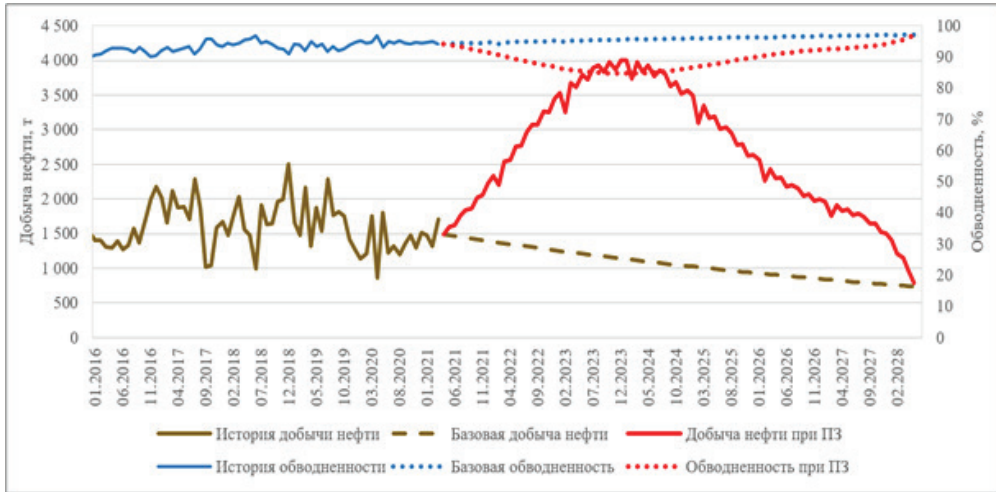


Рисунок 8. Прогноз добычи при ПЗ на пилотном участке

Целевая скорость закачки составляется 0,1 PV/г, что обеспечит 70% прокачки порового объема за 7 лет ПЗ. Таким образом, показатели приемистости двух нагнетательных скважин составили 489,7 м³/сут на каждую. Дополнительная добыча рассчитывалась относительно базовой и составила 138,16 тыс. т нефти, а максимальное значение, 2 866,9 т/мес, достигается в 2023 г. Прирост КИН составил ~7%.

Технико-экономическая оценка. Экономические расчеты проводились с учётом чистой экспортной цены (тг/т) за каждый год в течение 7 лет. Экспортная цена, в свою очередь, варьировалась в зависимости от цены на нефть (долл. США/барр.). По итогам проделанных расчетов, технология ПЗ показала удовлетворительные результаты (табл. 10). Предварительные капитальные расходы за 7 лет внедрения и обслуживания ПЗ на участке составили 7,62 млрд тг. при цене на полимер 3500 долл. США/т и концентрации 1500 мг/л, тогда как чистая приведенная стоимость (NPV) в диапазоне от 634 млн тг. при цене 55 долл. США/барр. и до 4,13 млрд тг. при цене 80 долл. США, а при актуальной цене 75 долл. США/барр. NPV составляет 3,43 млрд тг. за 7 лет.

Таким образом, окупаемость (PI) проекта обеспечивается с цены 55 долл. США/барр. и выше.

Чувствительность чистой приведенной стоимости к таким параметрам, как цена нефти, операционные затраты (ОРЕХ), дополнительная добыча и ставка дисконтирования, представлена на рис. 9. По графику видно, что NPV наиболее чувствительна к дополнительной добыче и цене на нефть. Также NPV не менее чувствительна к операционным затратам. При увеличении цены на нефть всего на 10% окупаемость проекта значительно увеличивается и обеспечивается более уверенная рентабельность. Учитывая актуальную цену 80 долл. США/барр., индекс окупаемости (PI) будет равен 1,54, а NPV проекта составит 4125,05 млн тг. Тем временем изменение годовой ставки дисконтирования в таких же пропорциях является незначительным и не влияет на NPV.

Увеличение эффективности (дополнительной добычи) заводнения всего на 10% может более чем в 2 раза увеличить NPV проекта. Данное преимущество является основополагающим рычагом воздействия для поддержания рентабельности в условиях низких цен.

Таблица 10. Техничко-экономическая оценка пилотного испытания ПЗ

		Net Present Value (NPV), тыс. тг							Индекс окупаемости (PI)	
		Годы	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	За весь проект
Цена нефти, долл. США/барр.	40	-199 816	-199 699	-194 777	-231 551	-232 479	-210 721	-192 193	0,81	
	45	-56 524	-71 817	-80 647	-137 034	-151 355	-138 235	-127 340	0,90	
	50	86 768	56 066	33 483	-42 516	-70 230	-65 750	-62 486	0,99	
	55	230 061	183 948	147 613	52 002	10 895	6 736	2 367	1,08	
	60	373 353	311 831	261 743	146 520	92 019	79 221	67 220	1,17	
	65	516 645	439 713	375 873	241 038	173 144	151 707	132 074	1,27	
	70	659 938	567 596	490 002	335 556	254 269	224 192	196 927	1,36	
	75	803 230	695 478	604 132	430 074	335 393	296 677	261 781	1,45	
	80	946 522	823 361	718 262	524 592	416 518	369 163	326 634	1,54	

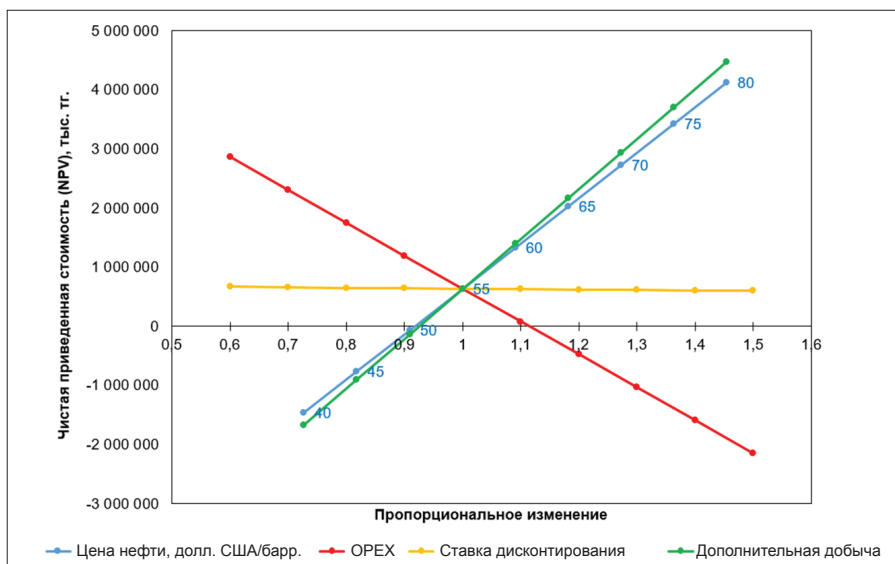


Рисунок 9. Чувствительность NPV

Заключение

На основании проделанной комплексной работы получены следующие выводы:

1. Сформированы основные геолого-физические условия эффективного применения технологии полимерного заводнения применительно к условиям м. Узень.

2. Ввиду лучшего химического состава воды альб-сеноманского горизонта и наличию пригодной инфраструктуры рекомендовано использование альбской воды вместо морской и пластовой воды. Морская вода характеризуется наличием кислорода, а пластовая (сточная) наличием механических примесей и нефти, что потребует дополнительных капитальных и операционных затрат на подготовку воды.

3. В качестве реагента предлагается использовать ГПАА, т.к. в большинстве мировых проектов xМУН применялся этот вид полимера в силу их высокой приемистости, упруговязкостных свойств, длительной стабильности, экономичности и доступности по всему миру.

4. На основе геолого-физических данных м. Узень были подобраны XVI и XVII горизонты в качестве горизонтов, имеющих благоприятные условия для xМУН в дальнейшем.

5. Подобран потенциальный участок для пилотного испытания ПЗ на основе критериев подбора и анализа фаций всех горизонтов. По результатам гидродинамических расчетов, обводненность по участ-

ку снизилась на 10% за первые 3 года заводнения. Дополнительная добыча составила 138,16 тыс. т нефти за 7 лет. Прирост КИН ~7%.

6. Окупаемость проекта обеспечивается с цены 55 долл. США/барр. и выше. При актуальной цене 75 долл. США/барр. NPV составляет 3,43 млрд тг. за 7 лет, а PI равен 1,45.

Список использованной литературы

1. Research on energy efficiency, CO2 emissions, energy consumption, forecast. – Enerdata, 2021, <https://www.enerdata.net/>.
2. Sheng J.J. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery: Theory and Practice, first edition. – Amsterdam, Elsevier, 2011.
3. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery (2nd ed.). – Society of Petroleum Engineers. Richardson, Texas, USA, 2018.
4. Alvarado V., Manrique E. Enhanced Oil Recovery: Field Planning and Development Strategies (1st ed.). – Gulf Professional Publishing, 2010.
5. Green D.W., Willhite G.P. Enhanced Oil Recovery (1st ed.). Society of Petroleum Engineers, Richardson, Texas, USA, 1977.
6. Needham R.B., Doe P.H. Polymer Flooding Review. – Journal of Petroleum Technology, 1987, 39(12), p. 1503–1507. SPE-17140-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/17140-pa>.
7. Manda A. Chemical flood enhanced oil recovery: a review. – International Journal of Oil, Gas and Coal Technology, 2015, 9(3), 241. DOI: <https://doi.org/10.1504/ijogct.2015.069001>.
8. Abidin A., Puspasari T., Nugroho W. Polymers for Enhanced Oil Recovery Technology. – Procedia Chemistry, 2012, 4, 11–16. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.proche.2012.06.002>.
9. Sorbie K.S. Polymer-Improved Oil Recovery, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>.
10. Firozjahi A.M., Moradi S. Sensitivity Analysis and Optimization of the Effective parameters on ASP Flooding Compared to Polymer Flooding Using CMG-STARs. – Journal of Petroleum & Environmental Biotechnology, 2018, 09(01). DOI: <https://doi.org/10.4172/2157-7463.1000361>
11. Sheng J.J., Modern Chemical Enhanced Oil Recovery (1st ed.). – Gulf Professional Publishing, 20 October 2010.
12. Katzbauer B. Properties and applications of xanthan gum. – Polymer Degradation and Stability, 1998, 59(1–3), p. 81–84. DOI: [https://doi.org/10.1016/s0141-3910\(97\)00180-8](https://doi.org/10.1016/s0141-3910(97)00180-8).
13. Rellegadla S., Prajapat G., Agrawal A. Polymers for enhanced oil recovery: fundamentals and selection criteria. – Applied Microbiology and Biotechnology, 2017, 101(11), p. 4387–4402. DOI: <https://doi.org/10.1007/s00253-017-8307-4>.
14. Saleh L.D., Wei M., Bai B. Data Analysis and Novel Screening Criteria for Polymer Flooding Based on a Comprehensive Database. – SPE-169093-MS, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169093-ms>.
15. Lu N., Hou J., Liu Y., Guo L., Yuan F., Wei C., Liu Y. Optimization Chemical Flooding Methods to Enhance Oil Recovery of Strong Heterogeneity, High Temperature and High Salinity Reservoirs – Case Study of Shengli Oilfield. Day 1 Tue, October 17, 2017. SPE-186435-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/186435-ms>.
16. Zhao Y., Leng J., Lin B., Wei M., Bai B. Experimental Study of Microgel Conformance-Control Treatment for a Polymer-Flooding Reservoir Containing Superpermeable Channels. – SPE Journal, 2021, 1–13. SPE-205486-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/205486-pa>.
17. Sagyndikov M., Seright R., Kudaibergenov S., Ogay E. Field Demonstration of the Impact of Fractures on HPAM Injectivity, Propagation and Degradation. – SPE Journal, 2022. SPE-208611-PA.
18. Delaplace P., Renard G., Delamaide E., Euzen T., Roggero F., Kopečný P. Reservoir Simulations of a Polymer Flood Pilot in the Pelican Lake Heavy Oil Field (Canada): Step Forward. SPE-166028-MS. 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/166028-ms>.
19. Delamaide E., Zaitoun A., Renard G., Tabary R. Pelican Lake Field: First Successful Application of Polymer Flooding in a Heavy Oil Reservoir. – SPE-165234-MS, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/165234-ms>.

20. Thakuria C., Al-Amri M.S., Al-Saqri K.A., Jaspers H.F., Al-Hashmi K.H., Zuhaimi K. Performance Review of Polymer Flooding in a Major Brown Oil Field of Sultanate of Oman. – SPE-165262-MS, 2013. DOI: <https://doi.org/10.2118/165262-ms>.

21. Guntupalli S., Kechichian J., Al-Yaarubi A., Al-Amri M., Al-Hinai G., Al-Shuaili K., Svec Y., al Habsi Y. A Successful ASP Sweep Evaluation in a Field Pilot. Day 2 Tue, March 27, 2018. – SPE-190462-MS, 2018. DOI: <https://doi.org/10.2118/190462-ms>.

22. Choudhuri B., Thakuria C., Belushi A.A., Nurzaman Z., Hashmi K.A., Batycky R. Optimization of a Large Polymer Flood With Full-Field Streamline Simulation. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2015, 18(03), p. 318–328. SPE-169746-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/169746-pa>.

23. Ning S., Barnes J., Edwards R., Schulpen W., Dandekar A., Zhang Y., Cercone D., Ciferno J. First Ever Polymer Flood Field Pilot to Enhance the Recovery of Heavy Oils on Alaska North Slope – Producer Responses and Operational Lessons Learned. Day 3 Wed, October 28, 2020. SPE-201279-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/201279-ms>.

24. Zhao Y., Yin S., Seright R.S., Ning S., Zhang Y., Bai B. Performance of Low Salinity Polymer Flood in Enhancing Heavy Oil Recovery on the Alaska North Slope. – Proceedings of the 8th Unconventional Resources Technology Conference, 2020. DOI: <https://doi.org/10.15530/urtec-2020-1082>.

25. Poulsen A., Shook G.M., Jackson A., Ruby N., Charvin K., Dwarakanath V., Thach S., Ellis M. Results of the UK Captain Field Interwell EOR Pilot. Day 3 Mon, April 16, 2018. SPE-190175-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/190175-ms>.

26. Jones C., Ross M., Getliff J., Fuller M., Hiscox I., Mandracchia F. Captain Field Injector Performance, Historical Perspective and Recent Improvements. – SPE-174183-MS, 2015. DOI: <https://doi.org/10.2118/174183-ms>.

27. Jackson A.C., Dean R.M., Lyon J., Dwarakanath V., Alexis D., Poulsen A., Espinosa D. Surfactant Stimulation Results in Captain Field to Improve Polymer Injectivity for EOR. – Day 4 Fri, September 06, 2019. SPE-195747-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/195747-ms>.

28. Morel D., Vert M., Jouenne S., Gauchet R., Bouger Y. First Polymer Injection In Deep Offshore Field Angola: Recent Advances on Dalia/Camelia Field Case. – SPE-135735-MS, 2012. DOI: <https://doi.org/10.2118/135735-ms>.

29. Wang D., Seright R.S., Shao Z., Wang J. Key Aspects of Project Design for Polymer Flooding. – SPE-109682-MS, 2008. DOI: <https://doi.org/10.2118/109682-ms>.

30. Guo H., Li Y., Li Y., Kong D., Li B., Wang F. Lessons Learned From ASP Flooding Tests in China. – Day 2 Tue, May 09, 2017. SPE-186036-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/186036-ms>.

31. Kumar M.S., Pandey A., Jha M.K. Polymer Injectivity Test in Mangala Field - A Significant Step towards Field Wide Implementation. – SPE-155162-MS, 2012. DOI: <https://doi.org/10.2118/155162-ms>.

32. Kumar P., Raj R., Koduru N., Kumar S., Pandey A. Field Implementation of Mangala Polymer Flood: Initial Challenges, Mitigation and Management. – Day 1 Mon, March 21, 2016. SPE-179820-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/179820-ms>.

33. Danda, H., Yuanqia, C., Yuanbin, W., Qingfe, Z., Mingshen, F., Hui L. Field Applications of an Evaluation Model for Enhancing Recovery Efficiency to Polymer-flooding. – SPE-143408-MS, 2011. DOI: <https://doi.org/10.2118/143408-ms>.

34. Lu N., Hou J., Liu Y., Guo L., Yuan F., Wei C., Liu Y. Optimization Chemical Flooding Methods to Enhance Oil Recovery of Strong Heterogeneity, High Temperature and High Salinity Reservoirs - Case Study of Shengli Oilfield. – Day 1 Tue, October 17, 2017. SPE-186435-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/186435-ms>.

35. Gao C.H. Experiences of Polymer Flooding Projects at Shengli Oilfield. All Days. Published. – SPE-169652-MS, 2014. DOI: <https://doi.org/10.2118/169652-ms>.

36. Delamaide E., Soe Let K.M., Bhoendie K., Jong-A-Pin S., Paidin W.R. Results of a Polymer Flooding Pilot in the Tambaredjo Heavy Oil Field, Suriname. – Day 1 Tue, June 07, 2016. SPE-180739-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/180739-ms>.

37. Seright R.S. How Much Polymer Should Be Injected During a Polymer Flood? Review of Previous and Current Practices. – SPE Journal, 2016, 22(01), p. 1–18. SPE-179543-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/179543-pa>.

38. Chang H.L. Polymer Flooding Technology – Yesterday, Today, and Tomorrow. – Journal of Petroleum Technology, 1978, 30(8), p. 1113–1128.
39. Maerker J. Shear Degradation of Partially Hydrolyzed Polyacrylamide Solutions. – Society of Petroleum Engineers Journal, 1975, 15(04), p. 311–322. SPE-5101-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/5101-pa>.
40. Seright R. The Effects of Mechanical Degradation and Viscoelastic Behavior on Injectivity of Polyacrylamide Solutions. – Society of Petroleum Engineers Journal, 1983, 23(03), p. 475–485. SPE-9297-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/9297-pa>.
41. Seright R.S., Seheult J.M., Talashek T. Injectivity Characteristics of EOR Polymers. – SPE Reservoir Evaluation & Engineering, 2009, 12(05), p. 783–792. SPE-115142-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/115142-pa>.
42. Seright R.S., Campbell A.R., Mozley P.S., Han P. Stability of Partially Hydrolyzed Polyacrylamides at Elevated Temperatures in the Absence of Divalent Cations. – SPE Journal, 2010, 15(02), p. 341–348. SPE-121460-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/121460-pa>.
43. Manichand R.N., Moe Soe Let K.P., Gil L., Quillien B., Seright, R.S. Effective Propagation of HPAM Solutions Through the Tambaredjo Reservoir During a Polymer Flood. SPE Production & Operations, 2013, 28(04), 358–368. SPE-164121-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/164121-pa>.
44. Seright R.S., Skjevraak I. Effect of Dissolved Iron and Oxygen on Stability of Hydrolyzed Polyacrylamide Polymers. – SPE Journal, 2015, 20(03), p. 433–441. SPE-169030-PA. DOI: <https://doi.org/10.2118/169030-pa>.
45. Jouenne, S., Chakibi, H., & Levitt, D. 2017. Polymer Stability After Successive Mechanical-Degradation Events. SPE Journal, 23(01), 18–33. SPE-186103-PA. <https://doi.org/10.2118/186103-pa>.
46. Diab W.N., Al-Shalabi E.W. Recent Developments in Polymer Flooding for Carbonate Reservoirs under Harsh Conditions. – Day 3 Thu, October 31, 2019. SPE-29739-MS. DOI: <https://doi.org/10.4043/29739-ms>.
47. Sorbie K.S. Polymer-Improved Oil Recovery. – 1991. DOI: <https://doi.org/10.1007/978-94-011-3044-8>.
48. Standnes D.C., Skjevraak I. Literature review of implemented polymer field projects. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2014, 122, p. 761–775. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.08.024>.
49. Carreau P.J. Rheological Equations from Molecular Network Theories. – Transactions of the Society of Rheology, 1972, 16(1), p. 99–127. DOI: <https://doi.org/10.1122/1.549276>.
50. Yang S., Treiber L. Chemical Stability of Polyacrylamide Under Simulated Field Conditions. – SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 1985. SPE-14232-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/14232-ms>.
51. Sagyndikov M., Mukhambetov B., Orynbasar Y., Nurbulatov A., Aidarbayev S. Evaluation of Polymer Flooding Efficiency at Brownfield Development Stage of Giant Kalamkas Oilfield, Western Kazakhstan. – Day 2 Thu, November 01, 2018. SPE-192555-MS. DOI: <https://doi.org/10.2118/192555-ms>.

ӨЗЕН КЕН ОРНЫНДАҒЫ ПОЛИМЕРЛІК ТОҒЫТУДЫ БАҒАЛАУ ЖӘНЕ ҒЫЛЫМИ НЕГІЗДЕУ

Б.А. Иманбаев, М.С. Сағындықов, Р.М. Көшекков, М.О. Таджибаев

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС «ҚазмұнайгазФЗЖИ» Филиалы, Ақтау қ-сы, Қазақстан

Көпжылдық су тоғыту салдарынан, Өзен мұнай кен орнының суланғандығы 90%-дан асып түсуде. Сонымен қатар, қабаттың қазіргі мұнайға қанықтылығы орта есеппен 59%-дан асады, бұл кен орнының зор болашағын қамтамасыз ете алады. Дүниежүзілік тәжірибеге сәйкес, мұнай қарқындылығын арттырудың химиялық әдістерін қолдану кен орындарының жоғары өндірісін қамтамасыз ете алады және пайдалану мерзімін ұзарта алады. Осылайша, Өзен кен орнының қазіргі жағдайын ескере отырып, химиялық әдістерді қолдану әсіресе өзекті болып табылады. Полимерлік тоғыту – бұл соңғы 60 жылдық тәжірибеде жоғары тиімділігін көрсеткен химиялық әдістердің негізі.

Бұл жұмыстың мақсаты – Өзен кен орнының жағдайына қатысты полимерлік тоғыту технологиясын бағалау және ғылыми негіздеу. Осы мақсатта, ең алдымен, әлемдік өндіріс тәжірибесі зерттелді, оның ішінде Қытай, АҚШ, Канада, Үндістан, Оман және басқа елдердің соңғы ірі жобалар есепке алынды. Полимерлік тоғытуды тиімді қолдану критерийлері әзірленіп, кен орнының барлық объектілерінің геологиялық және физикалық сипаттамаларына скрининг жүргізілді. Сонымен қатар, потенциалды сынақ аймағын таңдау үшін фация карталарына және қазіргі игеру жағдайына талдау жүргізілді. Технологияны пилоттық сынақтан өткізу жобасын әзірлеу үшін жерүсті инфрақұрылымына шолу, сумен жабдықтау көздері мен әр түрлі полимерлердің сипаттамаларына талдау жүргізілді. Алдын ала гидродинамикалық есептеулер суланғандықтың төмендеуін, мұнай өндірудің ұлғаюын және мұнай алудың 7%-ға өсуін көрсетті. Ал техникалық-экономикалық негіздеулер мұнай бағасы 55 долл. США/барр.-ден асқан кезде өндірістік аймақтың табыстылығын растайды. Жүргізілген зерттеулер полимерлік тоғытуды одан әрі енгізу, бейімдеу және оңтайландыру үшін негіз болып табылады.

Негізгі сөздер: мұнай қарқындылығын арттырудың әдістері, полимерлік тоғыту, пилоттық сынақ, мұнай кен орны, скрининг.

EVALUATION AND SCIENTIFIC JUSTIFICATION OF POLYMER FLOODING APPLICATION IN THE UZEN OILFIELD

B.A. Imanbayev, M.S. Sagyndikov, R.M. Kushekov, M.O. Tajibayev

Branch of "KMG Engineering LLP" "KazNIPImunaygas", Aktau, Kazakhstan

The Uzen field is at the late stage of development, with an average field water cut of over 90% due to a long-term non-shale waterflooding. At the same time, the current oil saturation of the reservoir is estimated as more than 50%, which may provide a promising future for the field. According to world practice, the application of chemical enhanced oil recovery (CEOR) methods can provide high oil recovery, and extend the cost-effective life of the field. Therefore, the application of chemical enhanced oil recovery is particularly relevant considering the current status of the Uzen field. The main method of CEOR is polymer flooding (PF), which has proven its high efficiency over 60 years of application in the industry.

The objective of this study is to evaluate and justify the application of the polymer flooding technology to the conditions of the Uzen field. According to this objective, first of all, the world experience of polymer flooding was studied, including the latest large-scale projects in the fields of China, the USA, Canada, India, Oman and other countries. Criteria for the effective application of polymer flooding were developed and screening of the geological and physical characteristics (GPC) of all objects of the field was carried out. In addition, facies maps and the current state of development were analyzed to select a potential pilot test site. A review of the surface facilities, an analysis of the water supply sources and the characteristics of different polymers were carried out to develop a project for the pilot test of the technology. Preliminary hydrodynamic calculations show reduced water cut, increased oil production and an increase of 7% in oil recovery. Feasibility studies prove the profitability of the polymer flooding at oil prices above \$55/bbl. This study is the basis for further implementation, adaptation and optimization of polymer flooding

Keywords: enhanced oil recovery methods, polymer flooding, oil field, pilot test, screening.

Информация об авторах

Иманбаев Бакыт Алтаевич – директор филиала, *imanbayev_b@kaznipi.kz*.

***Таджибаев Максат Омурзакович** – директор департамента по разработке, *tajibayev_m@kaznipi.kz*.

Кушеков Руслан Маратович – инженер службы повышения нефтеотдачи пластов, *kushekov_r@kaznipi.kz*.

Сагындииков Марат Серикович – руководитель службы повышения нефтеотдачи пластов, *sagyndikov_m@kaznipi.kz*.

Филиал ТОО «КМГ Инжиниринг» «КазНИПИмұнайгаз», г. Актау, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.276.57
МРНТИ 52.47.19

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

**Р.Н. Утеев¹, А.С. Марданов¹, Р.А. Юсубалиев¹, А.А. Ергалиев¹,
К.Б. Ашимов², Б.К. Жиенбаев²**

¹ Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

² ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Количество месторождений, достигнувших IV стадии разработки, с каждым годом увеличивается. Из-за высокого уровня обводненности становится сложным выработать остаточные извлекаемые запасы. Также в связи с ростом доли высоковязких нефтей в Казахстане усложняется задача их эффективной разработки. Разработка терригенных коллекторов, имеющих сложное построение и содержащих высоковязкую нефть, характеризуется, как правило, низкими темпами отборов и коэффициентами извлечения нефти. В настоящее время технологии, обеспечивающие высокую эффективность разработки таких месторождений, весьма затратны.

В связи с этим разработка нефтяных месторождений с помощью введения в эксплуатацию горизонтальных скважин становится более востребованной, способной увеличить эффективность разработки запасов нефти. Бурение горизонтальных скважин рассматривается на:

- *водоплавающих залежах с низким охватом разработки пласта ввиду высокого уровня обводненности. Высокие уровни обводненности обусловлены прорывами подошвенной воды и ухудшенным техническим состоянием скважин (заколонные перетоки, износ и негерметичность колонны, разгерметизация ранее изолированных интервалов и плохое качество сцепления цемента);*
- *маломощных, не вовлеченных в разработку пластах. В основном, маломощные пласты не вовлечены в разработку из-за низких показателей вертикальных скважин;*
- *на горизонтах с высоковязкой нефтью. В высоковязких горизонтах закачиваемая вода прорывается к забою добывающих скважин по подошве коллектора, когда горизонт не вырабатывается.*

Также в Атырауской области разрабатываются месторождения с трудно-извлекаемыми запасами (месторождения с высокой вязкостью нефти и низкой проницаемостью продуктивного горизонта). Именно в таких месторождениях уже пробурены и будут пробурены в дальнейшем горизонтальные скважины.

В представленной статье рассматриваются результаты анализа пробуренных горизонтальных скважин м. Северная Волга и Акнур.

Ключевые слова: запасы, вязкость, коллектор, обводненность, горизонтальная секция.

Месторождение Северная Волга

Месторождение Северная Волга разрабатывается с 2013 г., и по последнему утвержденному проектному документу выделены 2 эксплуатационных объекта:

- I эксплуатационный объект – Апт-неоком;
- II эксплуатационный объект – Ю-I.

На текущую дату накопленная добыча нефти по месторождению превышает более 150 тыс. т. Основная доля добычи нефти приходится на II объект (65%), где сосредоточены основные запасы (54% геологических и 61% извлекаемых).

Месторождение Акнур

Месторождение Акнур открыто в 1986 г. и введено в промышленную разработку в 1998 г. По последнему проектному документу выделены 4 эксплуатационных объекта:

- I эксплуатационный объект – Ю-I;
- II эксплуатационный объект – Ю-II;
- III эксплуатационный объект – Ю-III;
- IV эксплуатационный объект – Ю-IV+ Ю-V.

Вязкость нефти горизонта Ю-I равен 90 сПз, по остальным юрским горизонтам

вязкость нефти в пределах 25–30 сПз. По первому объекту из-за высокой вязкости нефти выработанность извлекаемых запасов низкая – 25%. Остальные эксплуатационные объекты характеризуются как водоплавающие горизонты. Основная доля накопленной добычи приходится на III и IV объекты.

Методика по оценке эффективности горизонтальных скважин

Эффективность горизонтальных скважин оценивается по утвержденной «Методике по оценке технико-экономической эффективности буровых работ и геолого-технических мероприятий».

В первую очередь скважина должна отработать не менее 30 дней, чтобы провести анализ успешности. Если фактические показатели на уровне более 90% от плановых, то скважина считается успешной.

Оценка экономической эффективности осуществляется за скользящий период. При мониторинге фактических/ожида-

емых результатов эффективности ГТМ и бурения необходимо представлять оценку с учетом ожидаемых (прогнозных) периодов, которые бы в сумме с фактическим периодом составляли скользящий период 5 лет для буровых работ.

Оценка эффективности горизонтальной скважины м. Северная Волга

На сегодняшний день на м. Сев. Волга пробурена и введена в 2019 г. в эксплуатацию единственная скв. №100 на II объекте.

При заложении ГС №100 за основание были взяты данные соседних скважин и последняя геолого-гидродинамическая модель. Целевой горизонт Ю-1 коррелируется по всем соседним скважинам, мощность продуктивных интервалов составляет около 10 м. Все соседние скважины работают с высокими показателями добычи нефти. Показатели карты остаточных подвижных запасов нефти высокие.

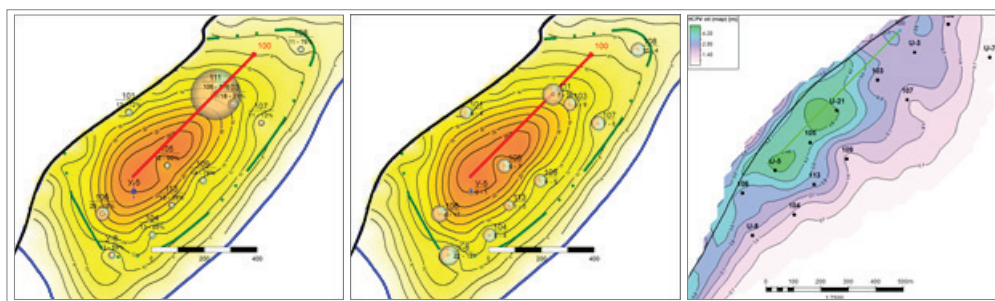


Рисунок 1. Карты текущих и накопленных отборов II объекта и остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-1

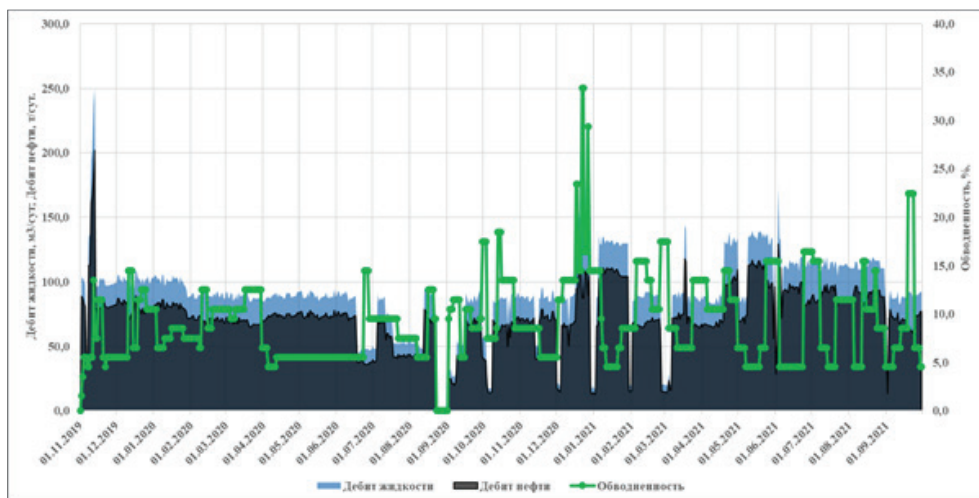


Рисунок 2. Динамика добычи скв. 100, м. Северная Волга

Скв. 100 с момента ввода в эксплуатацию работает с высоким дебитом нефти и низким уровнем обводненности: при плановом дебите 20 т/сут и обводненности 30%, средний фактический дебит нефти с

момента ввода в эксплуатацию составляет 72,2 т/сут, при обводненности 3%. Накопленная добыча нефти за 2 года превышает 45 тыс. т.

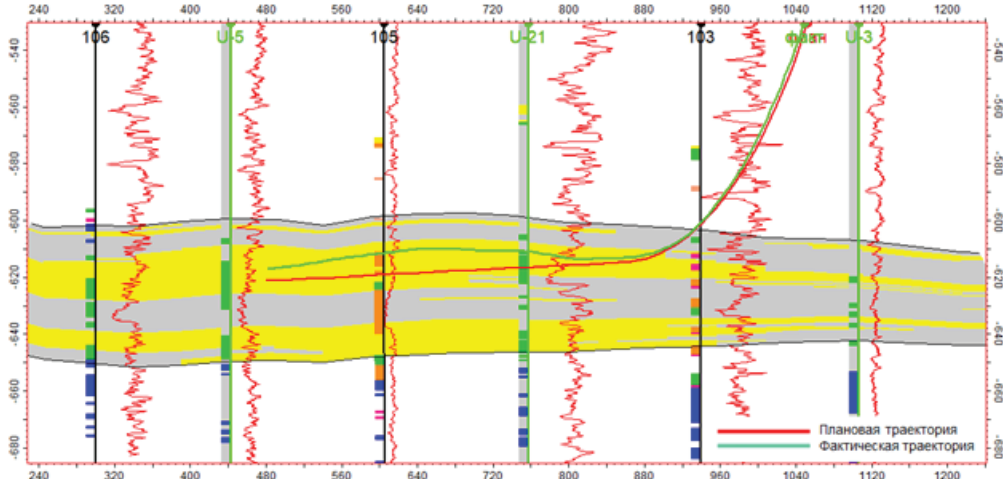


Рисунок 3. Профиль ГС №100, м. Северная Волга

Как видно из профиля скважины, фактическая траектория скважины расположена выше плановой. Также при заложении скважины учитывались показатели карты остаточных подвижных запасов, и фактическая добыча скважины подтверждает

наличие высокой концентрации остаточных извлекаемых запасов. На текущую дату скважина работает с дебитом нефти 77 т/сут при обводненности 4,5%, и это до сих пор, по истечении 23 мес, считается успешным.

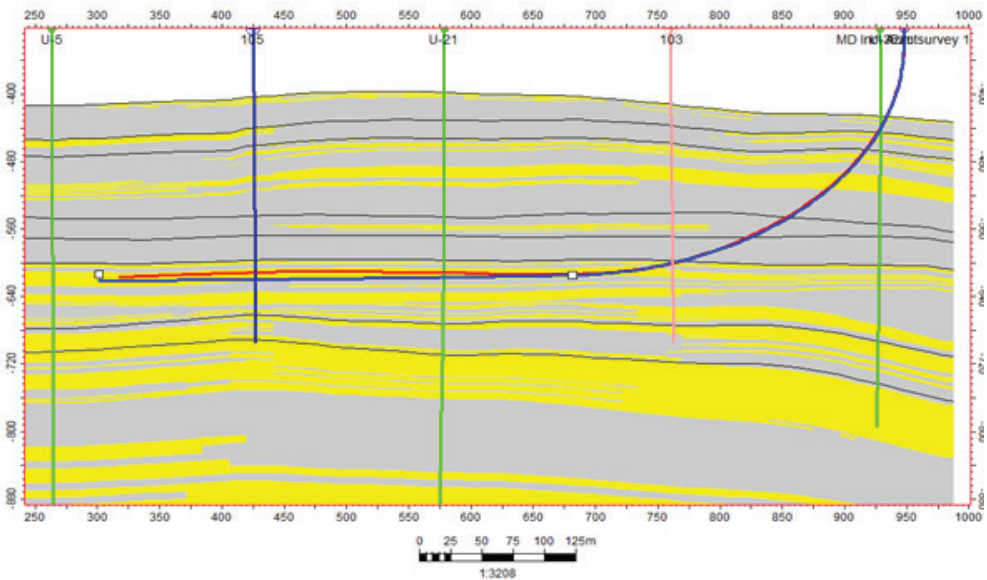


Рисунок 4. Геонавигация ГС №100, м. Северная Волга

Скв. 100 пробурена с корректировкой траектории для направления ствола

скважины в перспективную часть коллектора в результате пересечения района с

повышенной глинизацией. Перед бурением рассмотрены как оптимистичный, так и пессимистичный сценарии. Доля коллектора составляет 65,7% песчаника с углеводородами (далее – УВ). В транспортной и горизонтальной секции использовался сокращенный комплекс геофизических исследований скважин (далее – ГИС) (LWD) – Гамма-картоаж, Удельное электрическое сопротивление, что осложнило картирование границ коллектора. Рекомендуется в условиях литологической неоднородности использование полного комплекса ГИС (LWD), а также проводить корректировку траектории по зенитному углу и по ази-

муту бурения для прокладки в интервале улучшенных фильтрационно-емкостных свойств.

Оценка эффективности горизонтальных скважин м. Акнур

По м. Акнур были пробурены 3 ГС: 2 скв. на IV объекте и 1 скв. на I объекте.

На IV объекте вертикальные добывающие скважины работают с высоким отбором жидкости – в пределах 100 м³/сут при обводненности 90–95%. Продуктивные горизонты относятся к водоплавающим залежам. В нагнетательном фонде работают 4 скв.

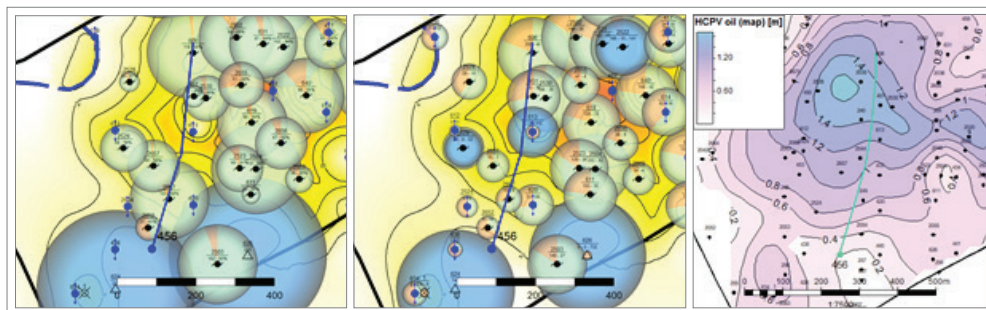


Рисунок 5. Карты текущих и накопленных отборов IV объекта и остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-V

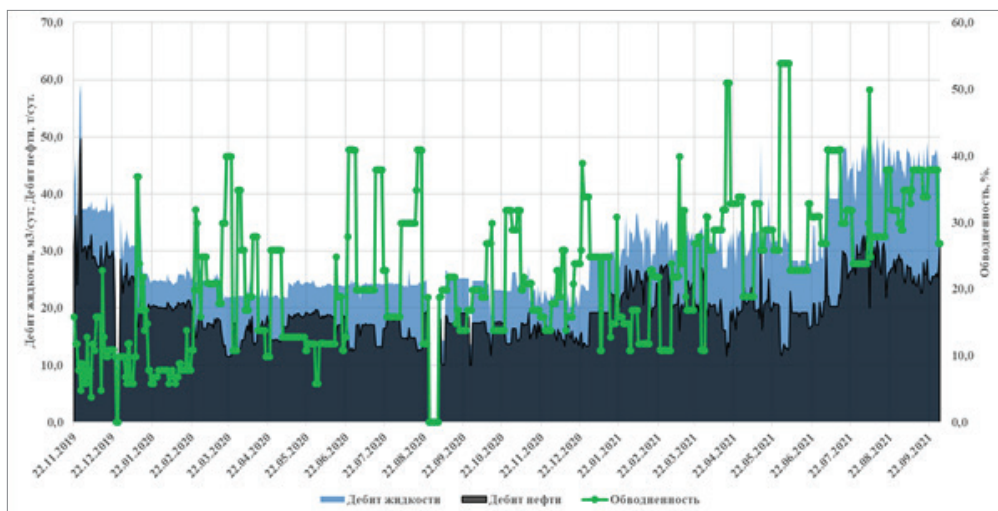


Рисунок 6. Динамика добычи скв. 456, м. Акнур

Скв. 456 была пробурена и введена в эксплуатацию в 2019 г. С момента запуска и до текущего дня скважина работает с высоким дебитом нефти. На текущую дату работает с дебитом нефти 30,8 т/сут при плане в 18 т/сут. Накопленная добыча за 2 года превышает 10 тыс. т. За это время

уровень обводненности находится в пределах 30%, хотя скважина пробурена на водоплавающем горизонте. Медленный рост обводненности, вероятнее всего, обусловлен с отсутствием закачки именно на этом горизонте, т.е. нагнетательные скважины работают на горизонте Ю-IV.

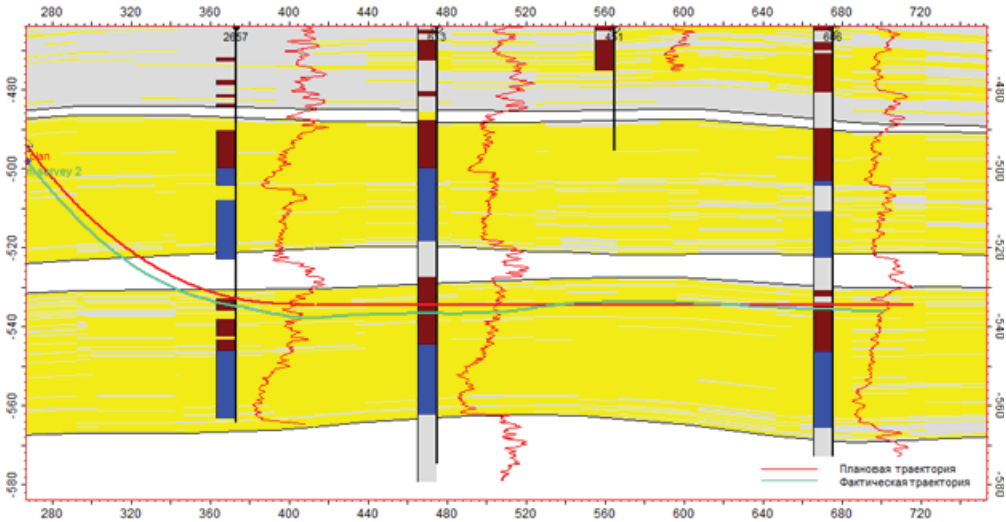


Рисунок 7. Профиль ГС №456, м. Акнур

ГС №456 достигла поставленных геологических целей: пройти по кровле пласта, учитывая близость водонефтяного контакта (далее – ВНК). Длина горизон-

тальной секции составила 369 м с долей вскрытия коллектора 86,9%. Работу скважины вполне можно считать успешной.

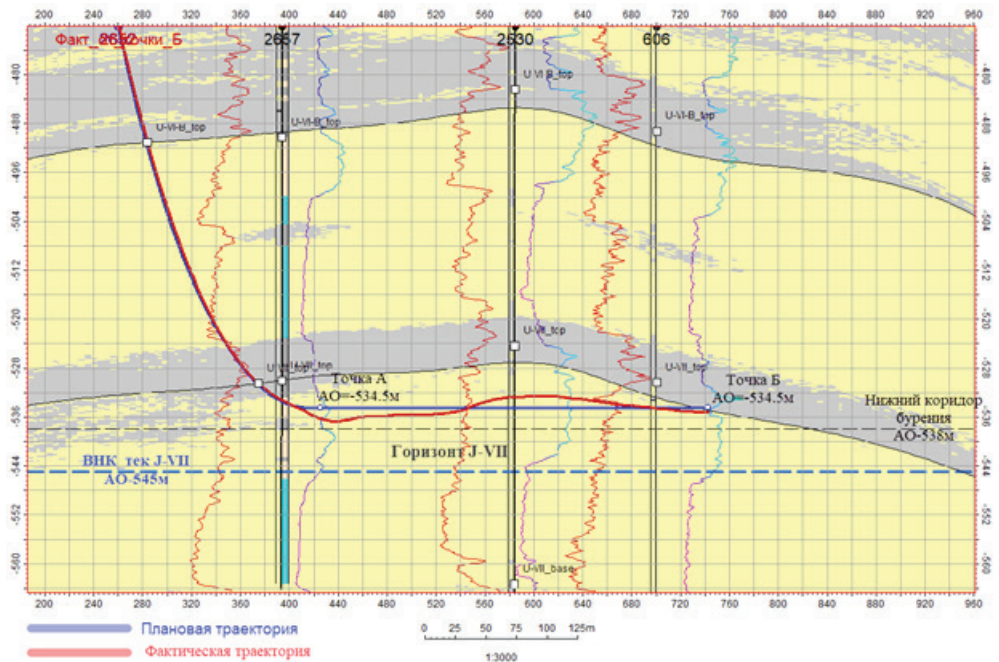


Рисунок 8. Геонавигация ГС №456, м. Акнур

Процент вскрытия коллектора невелик по причине неподтверждения роста структуры в азимуте бурения и приближения к кровле горизонта I-пе. Далее продолжено бурение со сбросом зенитного

угла и выход на а.о. -652 м с зенитным углом 90°.

ГС №481 также пробурена на IV объекте. Целевой горизонт Ю-IV также относится к водоплавающим залежкам.

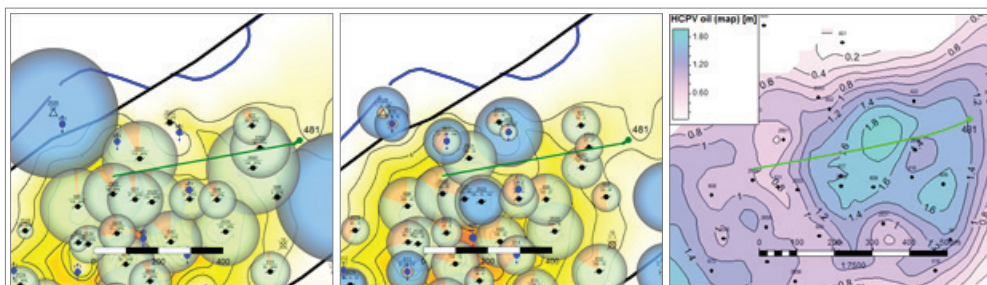


Рисунок 9. Карты текущих и накопленных отборов IV объекта и остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-IV

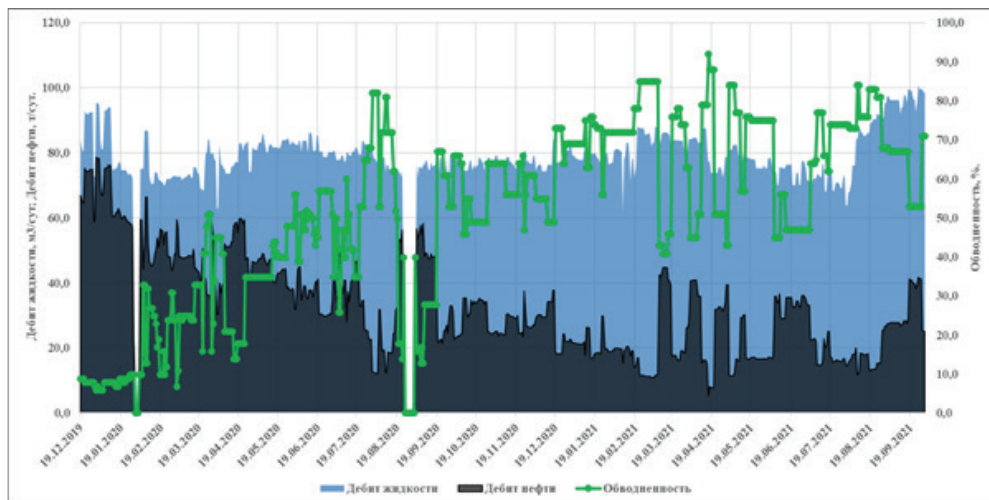


Рисунок 10. Динамика добычи скв. 481, м. Акнур

Скв. 481 была пробурена и введена в эксплуатацию в 2019 г. Скважина вступила в эксплуатацию с дебитом нефти выше 60 т/сут при плановом дебите 20 т/сут. Наблюдается постепенный рост обводненно-

сти. На текущую дату скважина работает с дебитом нефти 25,1 т/сут, обводненность достигла 71%. Накопленная добыча нефти за 22 мес превышает 20 тыс. т.

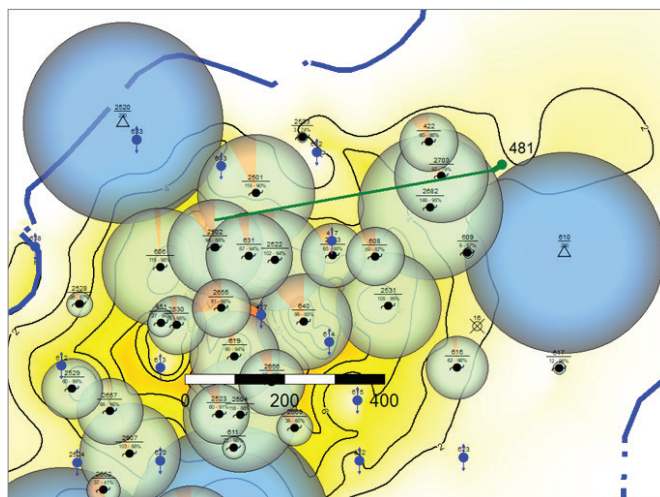


Рисунок 11. Карта текущих отборов IV объекта, м. Акнур

Рост обводненности связан с закачкой соседних нагнетательных скважин №№ 2520 и 610. Обе нагнетательные скважины работают на горизонте Ю-IV, приростность скважин составляет около 250 м³/сут. В целом по объекту наблюдается

недокомпенсация. Текущая компенсация составляет порядка 70%, а накопленная компенсация составляет 65%. В связи с этим отключение нагнетательных скважин на продолжительное время не рассматривается.

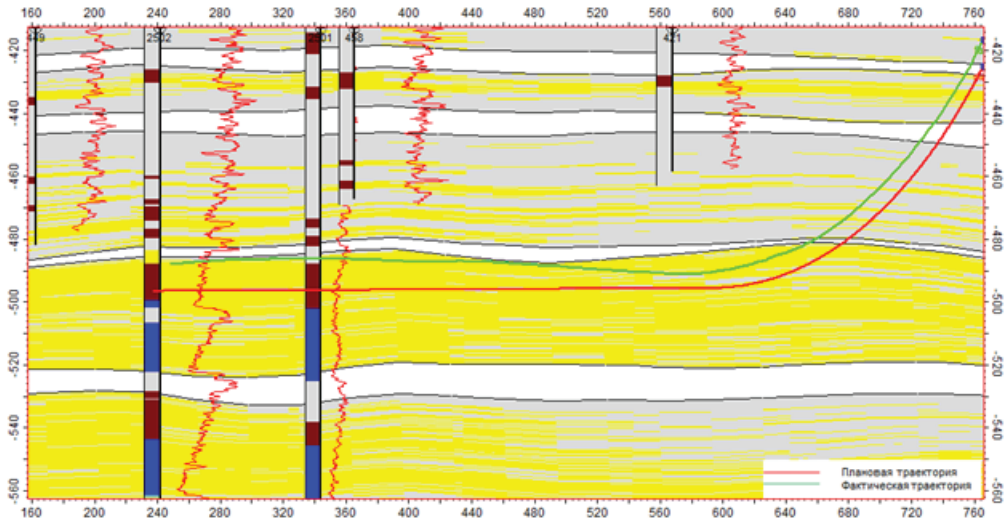


Рисунок 12. Профиль ГС №481, м. Акнур

ГС №481 бурилась с набором угла более 90° для максимального удаления от ВНК. Траектория проходила наиболее близко к кровле целевого пласта Ю-IV, для чего во время бурения производились корректировки траектории с учетом структуры залегания пласта. Длина горизонтальной секции составляет 351 м с долей вскрытия коллектора 84%.

нефти выше планового. Работу скважины вполне можно считать успешной.

ГС №472 пробурена на I объекте. Вертикальные добывающие скважины работают с низким отбором жидкости. Средний дебит жидкости в пределах 10 м³/сут, обводненность выше 85%. В связи с высокой вязкостью нефти подошвенная вода прорывается к забою скважины.

Несмотря на высокую обводненность, скважина всё ещё работает с дебитом

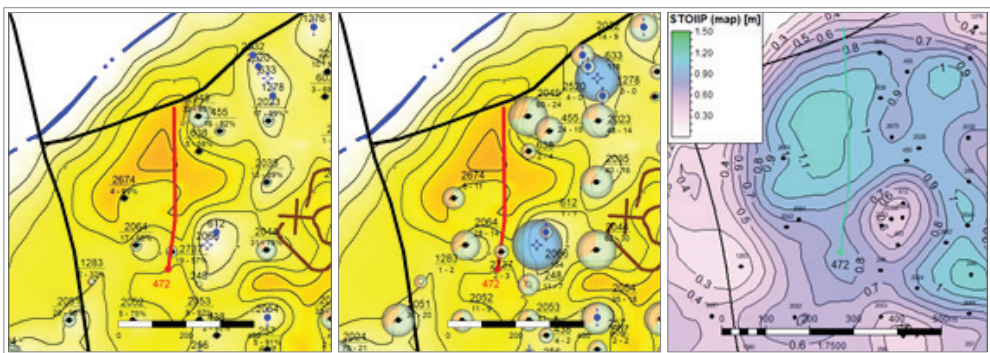


Рисунок 13. Карты текущих и накопленных отборов I объекта и остаточных подвижных запасов нефти горизонта Ю-1

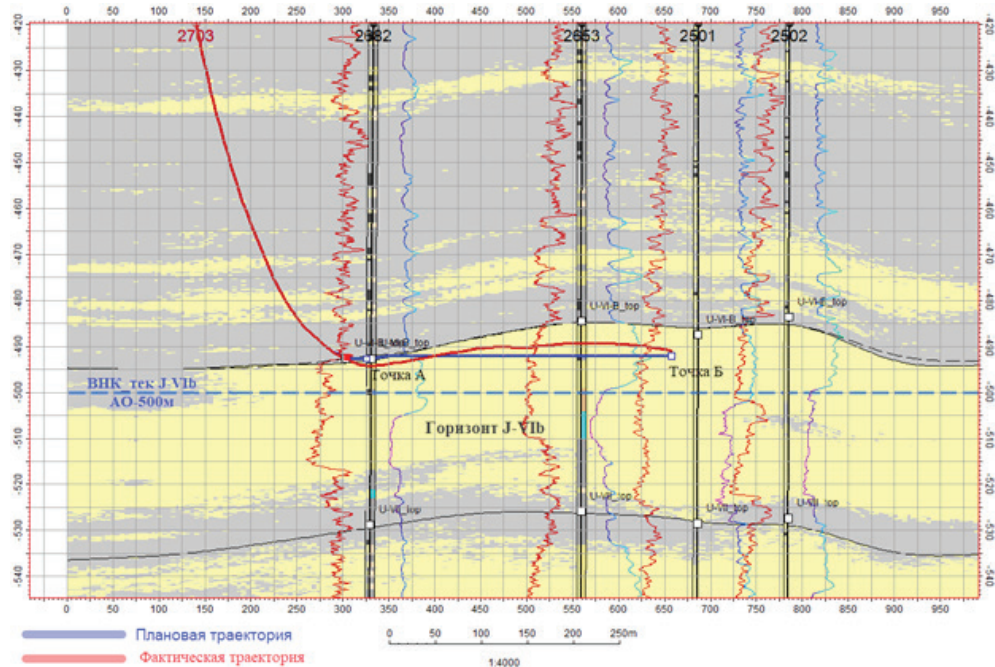


Рисунок 14. Геонавигация ГС №481, м. Акнур

Скв. 481 успешно достигла поставленных геологических целей с сопровождением геонавигацией. В процессе проводки наблюдались отклонения по азимуту и углу бурения, в связи с чем выдавались рекомендации на корректировку

траектории для предотвращения выхода за пределы целевой зоны и возвращения к плановой траектории. Фактическая длина горизонтального участка составила 345,9 м с долей вскрытия коллектора 79,79%.

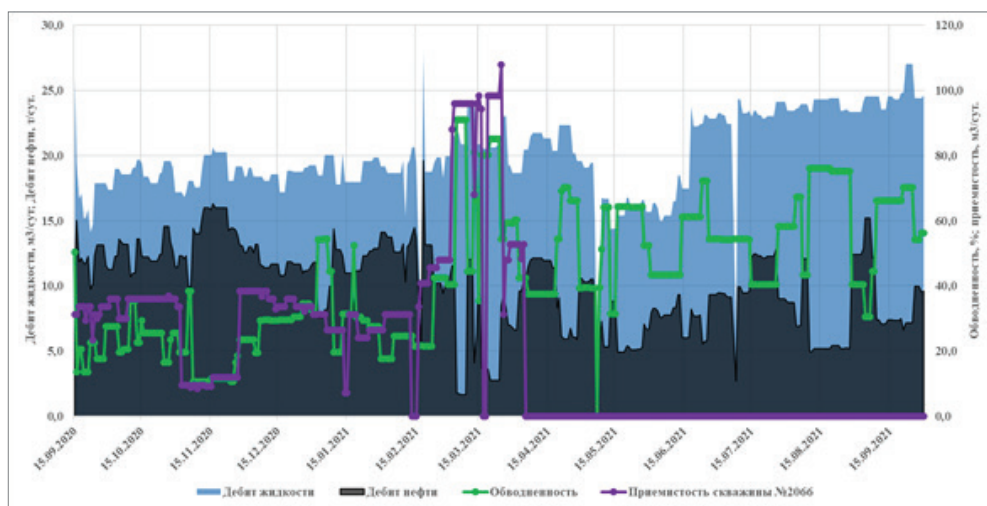


Рисунок 15. Динамика добычи скв. 472, м. Акнур

Скважина вступила в эксплуатацию в 2020 г. с дебитом нефти 11,5 т/сут при плановом дебите 10 т/сут. До февраля 2021 г.

скважина работала с дебитом нефти более 10 т/сут. Далее наблюдается рост обводненности. Обводненность соседних

вертикальных – выше 60%. К концу января 2021 г. обводненность выросла. Рост обводненности обусловлен с влиянием закачки нагнетательной скв. 2066. В январе была увеличена приемистость нагнетательной скв. 2066. После увеличения объема закачки также по соседним вер-

тикальным скв. 2044 и 2064 наблюдается резкий рост обводненности. В связи с отрицательным влиянием, скважину в феврале отключили. Далее после отключения нагнетательной скв. 2066, обводненность постепенно снизилось во всех добывающих скважинах.

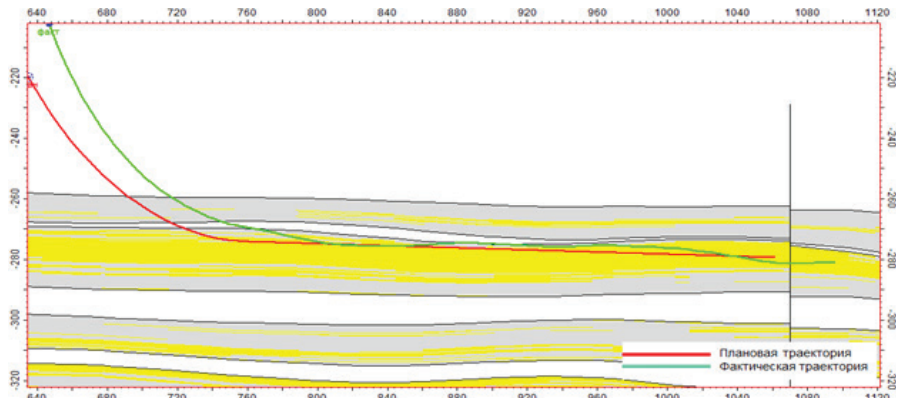


Рисунок 16. Профиль ГС №472, м. Акнур

Накопленная добыча нефти превышает 3 тыс. т. На текущую дату скважина работает с дебитом нефти 9,6 т/сут, при

обводненности 56%. Работу скважины вполне можно считать успешной.

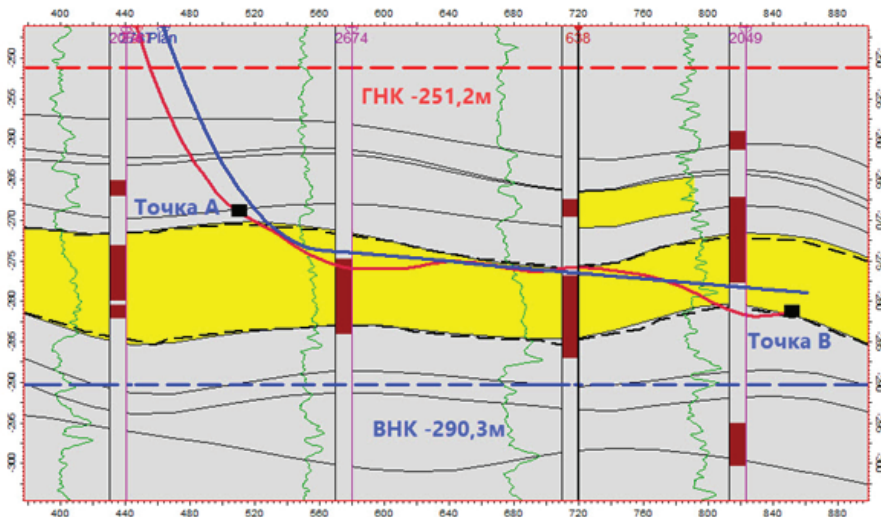


Рисунок 17. Геонавигация ГС №472, м. Акнур

Скв. 472 успешно достигла поставленных геологических целей с сопровождением геонавигацией. В процессе проводки наблюдались отклонения по азимуту и углу бурения, в связи с чем выдавались рекомендации на корректировку траектории для предотвращения выхода за пределы целевой зоны и возвращения к плано-

вой траектории.

Фактическая длина горизонтального участка составила 376,3 м с долей вскрытия коллектора 90%. На долю непродуктивной части приходится глинистый песчаник кровли и подошвы целевого горизонта, что связано с нестабильностью удержания планового угла бурения при исполь-

зовании винтовых забойных двигателей. Рекомендуется в неглубоких скважинах и скважинах с небольшой мощностью коллектора бурить с помощью РУС.

Выводы

Бурение ГС позволяет повысить продуктивность скважины за счет увеличения зоны дренирования, даже в маломощных горизонтах обеспечивает более медленный рост обводненности по сравнению с вертикальными скважинами, дает возможность вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и высоковязкой нефтью.

ГС м. Акнур и Северная Волга достигли своих поставленных геологических целей. На текущую дату фактические показатели трех горизонтальных скважин как минимум в 1,5 раза выше плановых показателей.

По результатам оценки экономической рентабельности, наиболее успешной оказалась ГС №100 м. Северная Волга: индекс доходности (PI) превышает 15. Самый низкий индекс доходности у скв. 472 – около 1,5. Все ГС являются экономически рентабельными. В связи с этим в дальнейшем рекомендуется бурение горизонтальных скважин и на других объектах.

Список использованной литературы

1. Богданов В.Л., Медведев В.Л. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении. – Нефтяное хозяйство, 2000, № 8, с. 30–42. // Bogdanov V.L., Medvedev V.L. Analiz rezul'tatov bureniya i ekspluatatsii gorizonta'lnyh skvazhin na Fedorovskom mestorozhdenii [Analysis of the results of drilling and operation of horizontal wells at the Fedorovsky field]. – Neftyanoe hozyaystvo [Oil industry], 2000, No. 8, pp. 30–42.
2. Колонских А. Добыча высоковязкой нефти. – Lambert Academic Publishing, 2013, 152 с. // Kolonskih A. Dobycha vysokovязkoi nefi [Production of high-viscosity oil]. – Lambert Academic Publishing, 2013, 152 p.
3. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. – М., ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002 г., 632 с. // Basarygin Ju.M., Bulatov A.I., Proselkov Yu.M. Tehnologiya bureniya neftyanyh i gazovyh skvazhin: Uchebnik dlya vuzov [Technology of oil and gas wells drilling: Textbook for higher education]. – Moscow, ООО «Nedra-Biznescentr», 2002, 632 p.

ЖАЗЫҚ ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

**Р.Н. Утеев, А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев, А.А. Ергалиев,
К.Б. Ашимов, Б.К. Жиенбаев**

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС Атыраулық филиалы, Атырау қ-сы, Қазақстан
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

Жылдан жылға игерудің IV кезеңіне жеткен кен орындар саны өсіп жатыр. Сулану деңгейінің жоғарғы көрсеткіштерінің әсерінен қалған мұнай қорын толығымен игеру қиын болады. Тұтқырлығы жоғары мұнай қорының Қазақстан бойынша үлесінің өсуіне байланысты кен орындарды тиімді игеру қиындайды. Геологиялық құрылысы жағынан қиын және жоғары тұтқырлы мұнайы бар терригенді коллекторлары төменгі іріктеу қарқыны және мұнай шығару коэффициентімен сипатталады. Қазіргі уақытта, осындай кен орындарды тиімді игеруді қамтасыздандыра алатын технологиялардың шығындары өте көп.

Осы жағдайға байланысты кен орындарды жазық ұңғымалармен игеру қажеттілігі өсіп жатыр. Осы технологияны қолдану арқылы кен орынның игеру тиімділігін өсіре аламыз. Жазық ұңғымаларды бұрғылау келесі жағдайларда қарастырылады:

- суланудың жоғары деңгейіне әсерінен игеруі төмен қамтылатын суқалқымалы шоғырларда. Судың жоғары деңгейі табан судың бұзылуымен және ұңғымалардың техникалық жағдайының нашарлауымен байланысты (бағананың ағуы, бағананың тозуы және ағып кетуі, бұрын оқшауланған аралықтардың ашылуы және цементтің бірігу сапасының нашарлығы);
- коллектор қалың еместігіне байланысты игеруге қатыспаған қабаттарда. Негізінен қалың емес қабаттар вертикальды ұңғымалардың төмен көрсеткіштеріне

байланысты игеруге аз қатысады;

- жоғары тұтқырлы мұнай қабаттарында. Жоғары тұтқырлы мұнай қабаттарында, айдалатын су қабат өндірілмеген кезде коллектордың табаны бойымен өндіруші ұңғымалардың түбіне қарай ағады.

Атырау облысында да қиын өндірілетін қорлар игерілуде. Осындай кен орындарда горизонтальды ұңғылар қазылды және қазылуы жоспарлануда.

Бұл ғылыми мақалада Солтүстік Волга және Ақнұр кен орындарында қазылған горизонтальды ұңғымалардың талдауы қарастырылады.

Негізгі сөздер: қор, тұтқырлық, коллектор, сулану деңгейі, горизонталь секциясы.

THE EVALUATION OF THE EFFICIENCY OF HORIZONTAL WELLS

**R.N. Uteev, A.S. Mardanov, R.A. Yussubaliyev, A.A. Yergaliyev,
K.B. Ashimov, B.K. Zhienbayev**

Atyrau branch of "KMG Engineering LLP", Atyrau, Kazakhstan
KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

The number of fields that have reached stage IV of development is increasing every year. Due to the high level of water cut, it becomes difficult to develop residual recoverable reserves. Also, due to the increase in the share of high-viscosity oils in Kazakhstan, the task of their effective development becomes more complicated. The development of terrigenous reservoirs, which have a complex structure and contain high-viscosity oil, is usually characterized by low production rates and oil recovery factors. Currently, technologies that ensure high efficiency in the development of such deposits are very expensive.

In this regard, the development of oil fields through the commissioning of horizontal wells is becoming more in demand, capable of increasing the efficiency of developing oil reserves. Drilling of horizontal wells is considered for:

- *floating reservoirs with low reservoir production coverage due to high water cut. High levels of water cut are due to breakthroughs of bottom water and degraded technical condition of wells (annular flows, wear and leakage of the string, depressurization of previously isolated intervals and poor quality of cement adhesion);*
- *thin layers, not involved in the production. Basically, thin layers are not involved in the production due to the low performance of vertical wells;*
- *on horizons with high-viscosity oil. In highly viscous horizons, the injected water breaks through to the bottom of production wells along the base of the reservoir when the horizon is not developed.*

Also in the Atyrau region, fields with hard-to-recover reserves (fields with high oil viscosity and low permeability of the productive horizon) are being developed. It is in such fields that horizontal wells have already been drilled and will be drilled in the future.

The presented article discusses the results of the analysis of the drilled horizontal wells in the North Volga and Aknur oil fields.

Key words: reserves, viscosity, reservoir, water cut, horizontal section.

Информация об авторах

Утеев Рахим Нагангалиевич – директор филиала, uteyev.r@llpcmg.kz.

***Марданов Алтынбек Сүлейменұлы** – первый заместитель директора филиала по геологии и разработке, mardanov.a@llpcmg.kz.

Юсубалиев Ренат Асылбекович – руководитель службы мониторинга разработки, yussubaliyev.r@llpcmg.kz.

Ерғалиев Асылхан Амантайұлы – ведущий инженер службы мониторинга разработки, yergaliyev.a@llpcmg.kz.

Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Атырау, Казахстан

Ашимов Канат Берикханович – эксперт службы онлайн бурения, k.ashimov@niikmg.kz.

Жиенбаев Берик Кенжебекович – руководитель службы онлайн бурения, b.zhiyenbayev@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 55 (084.3): 528.94.065 (574)
МРНТИ 38.21.17

ТЕКТОНИЧЕСКОЕ РАЙОНИРОВАНИЕ ПАЛЕОЗОИД КАЗАХСТАНА И ЕГО НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ РЕГИОНОВ

В.В. Коробкин, А.Е. Чакликов, Ж.С. Тулемисова

Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

В статье рассмотрены вопросы тектонического районирования палеозойских структур Казахстана. Изложены принципы тектонического районирования, на основании которых осуществлено районирование и индексация тектонических единиц территории Казахстана. Для этого были использованы разнообразные данные комплексного геолого-геофизического анализа палеозойских структур, включающие в себя тектонические, структурные, стратиграфические, литолого-палеогеографические, петрографические, геодинамические и другие исследования.

Предлагается геолого-тектоническая схема (модель), отражающая главные тектонические единицы, составляющие структурный каркас палеозойских структур Казахстана, состоящий из кристаллического фундамента, на котором происходило формирование осадочных нефтегазоносных бассейнов. Выделены и охарактеризованы главные тектонические единицы земной коры рассматриваемой территории, показано мозаично-блоковое строение комплексов. Дана характеристика сложной многоэтапной эволюции палеозойских структур Казахстана и его нефтегазоносных регионов.

Ключевые слова: тектоническое районирование, геодинамический анализ, тектонические единицы, нефтегазоносные бассейны, литодинамический комплекс, структурные, палеогеографические, палеотектонические и геохронологические данные.

Введение и обзор данных

Для реконструкции тектонического развития осадочных бассейнов Казахстана необходимо понимание эволюции земной коры Центральной Евразии в течение длительного периода времени, начиная с раннего неогена [1–6]. Для этого был проведен синтез разнообразных данных по стратиграфии, литологии, палеогеографии и геодинамике этого региона [1–13], затем рассмотрена палеозойская тектоника территории Казахстана. Основные черты палеогеографии и геодинамики для временного этапа от позднего протерозоя до фанерозоя включительно для территории Центральной Евразии были рассмотрены ранее [1–5] (рис. 1–3).

В качестве геологической основы для разработки схемы тектонического районирования использованы геологическая, тектоническая карты и карта полезных ископаемых Казахстана в масштабе 1:1000000, на которой учтены последние данные геологического изучения территории Казахстана [10–14]. Помимо этого, были использованы данные палеогеографических, палинспастических, тектонических и геодинамических реконструкций [1–4, 8],

основные геологические события обозначены в соответствии Международной стратиграфической шкалой [15].

Основное содержание разработанных тектонических построений [16, 17] – геодинамические комплексы. Они представляют собой сочетание геологических формаций в актуалистической плейт-тектонической трактовке с конкретными геодинамическими обстановками развития литосферы. Это тела определенного вещественного состава, отражающие ту или иную геодинамическую обстановку и стадию цикла Вильсона [1, 3, 5, 6, 8], со структурным парагенезисом, отвечающим определенному структурному типу [3, 4, 16, 17]. Существование таких закономерных сочетаний в принципе давно известно геологам. Достаточно напомнить широкое распространение хаотических и сложноскладчатых структур во флише, коробчатой и сундучной складчатости в молассовых толщах, сложных мелкоскладчатых и надвигово-шарьяжных структур в эвапоритах, складчато-надвиговых структур послонного течения в углеродисто-карбонатных толщах, вулканотектонических структур в вулканических толщах.

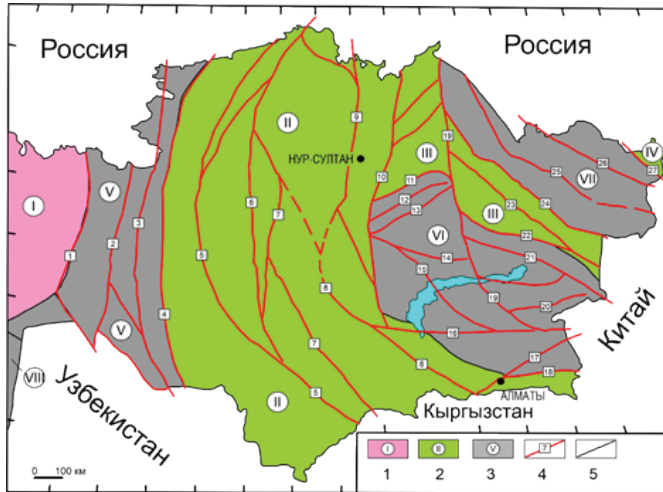


Рисунок 1. Тектоническая схема палеозойд – фундамент осадочных нефтегазоносных бассейнов казахстанского сегмента Центрально-Азиатского орогенического пояса: 1 – Восточно-Европейский кратон; 2–3 – складчатые системы: каледонские (2) и герцинские (3); 4 – главные координирующие разломы; 5 – геологические границы

Римские цифры в кружочках: I – Восточно-Европейский кратон; II-VII – Центрально-Азиатский орогенический пояс, каледонские складчатые сооружения: Кокшетау-Северо-Тянь-Шаньская (II), Шингиз-Тарбагатайская (III), Алтае-Саянская (IV); герцинские складчатые сооружения: Уральско-Туркестанская (V), Жонгаро-Балхашская (VI), Иртыш-Зайсанская (VII); VIII – Донецко-Туакырская рифтовая зона (Мангистауская позднегерцинская складчатая система).

Главные координирующие глубинные разломы и шовные сдвиговые зоны: 1 – Главный Уральский; 2 – Тагило-Магнитогорский; 3 – Зауральский Денисовский; 4 – Валерьяновский; 5 – Главный Каратауский; 6 – Западно-Улытауский; 7 – Ишим-Нарымский; 8 – Жалаир-Найманский; 9 – Целиноградский; 10 – Ермаунтау-Бурунтауский; 11 – Спасский; 12 – Тектурмасский; 13 – Успенский; 14 – Акжал-Аксоранский; 15 – Моинты-Токрауский; 16 – Сарытумско-Текелийский; 17 – Алтын-Эмельский; 18 – Заилийский; 19, переходящий на юге в Сарканский (20) – Центрально-Казахстанский; 21 – Главный Жонгарский; 22 – Предшингизский; 23 – Главный Шингизский; 24 – Жарминский; 25 – Калба-Нарымский; 26 – Иртышский; 27 – Северо-Восточный.

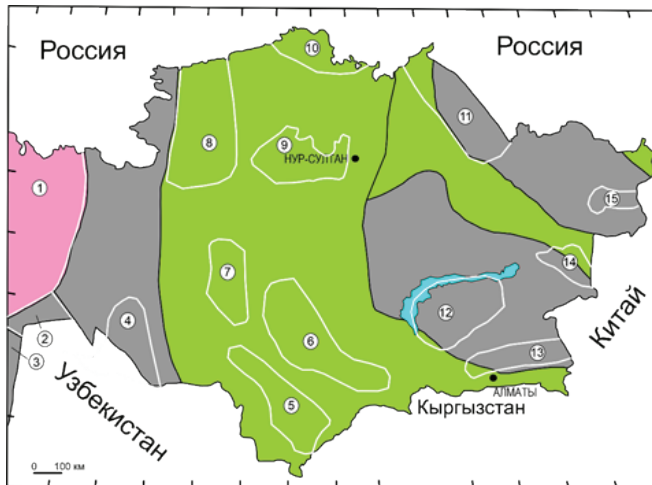


Рисунок 2. Позиция осадочных бассейнов на тектонической схеме Казахстана. Осадочные бассейны: 1 – Прикаспийский; 2 – Устюрт-Бузачинский; 3 – Мангышлакский; 4 – Приаральский; 5 – Сырдарьинский; 6 – Шу-Сарысуийский; 7 – Южно-Торгайский; 8 – Северо-Торгайский; 9 – Тенизский; 10 – Северо-Казахстанский; 11 – Прииртышский; 12 – Балхашский; 13 – Илийский; 14 – Алакольский; 15 – Зайсанский

Условные обозначения указаны в подрисуночной надписи к рис. 1.

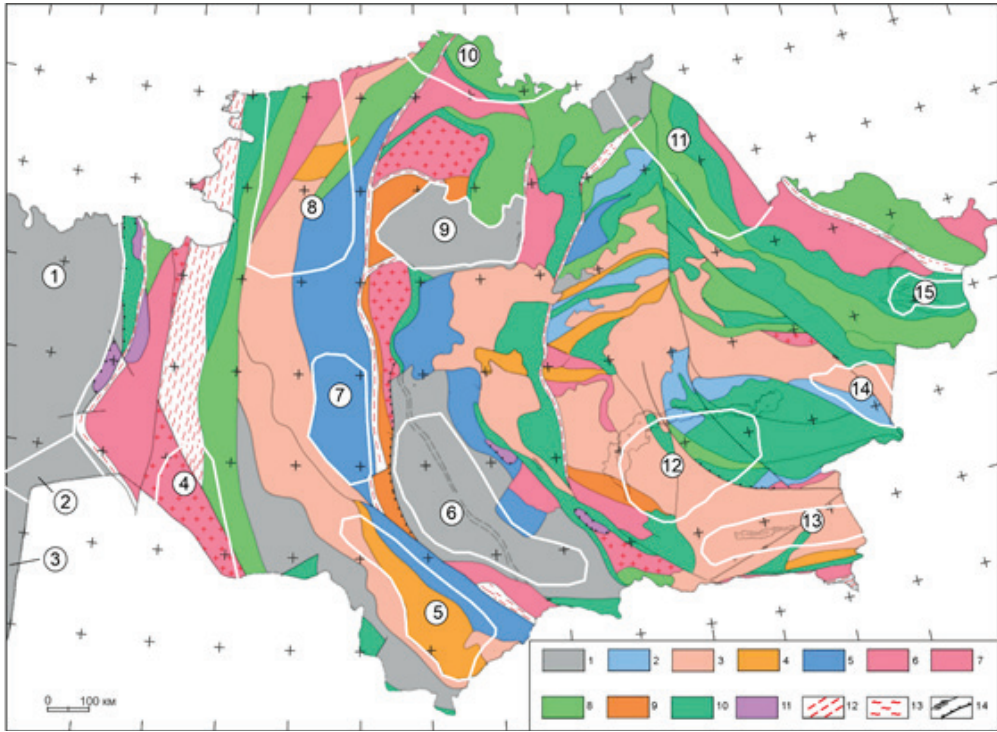


Рисунок 3. Осадочные бассейны Казахстана, нанесенные на схему плитотектонического районирования, составленную на основании террейнового анализа палеозойд Казахстана [3, 4] – модель мозаично-блокового строения палеозойд Казахстана, или тектонический коллаж террейнов и фрагментов структурно-формационных зон

Условные обозначения указаны в подрисуночной надписи к рис. 1.

В границах структур первого порядка (рис. 1 и 2) показана тектоническая сегментированность главных тектонических единиц. На рис. 3 обозначены следующие тектонические элементы земной коры Казахстана: 1 – тектонические впадины; 2 – фрагменты преддуговых террас; 3 – вулканические и вулканоплутонические пояса; 4 – рифты и авлакогены; 5 – складчатые сдвигово-надвиговые зоны; 6–9 – террейны: кратонные террейны (6 – подвергнувшиеся слабой гранитизации, 7 – с гранито-гнейсовыми куполами), фрагменты вулканических островных дуг (8), фрагменты рифтогенных бассейнов (9); 10 – коллизионные сuture с аккреционными призмами; 11 – офиолитовые аллохтоны, как фрагменты океанической коры; 12 – зоны трансформных сuture и шовные зоны – shearzone; 13 – сланцевые зоны – shale zones; 14 – коллизионные и постколлизионные разломы.

Принципы, положенные в основу схем (рис. 1–3), отражены в её легенде [1–5, 16–17]. Основная информация о литодинамических комплексах дана в условных обозначениях. В результате выделены следующие геодинамические обстановки, которые участвуют в формировании тектонического каркаса палеозойд Казахстана – фундамента или нижнего структурного этажа (фундамента) осадочных нефтегазоносных бассейнов: континентальная (С – continental stage, Вильсоном не упоминается), рифтовая (R – rifting stage), отвечающая эмбриональной стадии по Вильсону; океаническая (O – oceanic stage), отвечающая стадии зрелости; переходная

(Т – transition stage), отвечающая стадии упадка; орогенная (Or – orogenic stage), отвечающая стадиям конечной и реликтового рубца (S – suture). В геологической истории региона в целом и его отдельных структур в частности эти стадии повторялись неоднократно. Такой принцип выделения тектонических стадий был применен для тектонической карты северо-западной части Казахстана и Урала [5, 6, 17].

На прилагаемых рисунках 1–3, отражены основные тектонические элементы строения территории Казахстана: I – Восточно-Европейский кратон; II – казахстанский сектор Центрально-Азиатского орогенического пояса (ЦАОП), III – Ман-

гистауская позднегерцинская складчатая область (Донецко-Туаркырская рифтовая зона). Помимо этого, на тектонических схемах отражена сложная тектоническая эволюция и формирование структур фундамента и бассейнов на протяжении всего неогена, начиная с мезопротерозоя до антропогена включительно.

Тектоническое районирование палеозойд казахстанского сегмента Центрально-Азиатского складчатого пояса

Анализ истории развития земной коры Казахстана [1–18] показывает, что стадии тектонического цикла неоднократно повторялись, смещаясь при этом от одной структуры к другой. Эти повторения мы отразили в индексах тектонических комплексов в виде цифр около буквенных символов их левой части.

В целом наблюдается последовательное прерывисто-поступательное развитие структуры орогенического пояса от формирования протокры до Пангеи 1 в конце палеопротерозоя и далее от Пангеи 1 через рифтогенез и океанический спрединг в начале раннего палеозоя до формирования в конце палеозоя Пагеи 2 [1, 5, 6]. Далее происходит формирование в окончательном виде вулканических дуг и их аккреция с микроконтинентами в конце ордовика, закрытие остаточных бассейнов.

В современном облике складчатые структуры палеозойд Казахстана представляют собой мозаику или коллаж разновозрастных и разновозрастных структур. К ним относятся амальгамированные фрагменты энзиматических кембрийско-раннеордовикских и энсиалических средне-позднеордовикских островных дуг. В шовных зонах и вблизи них обнажаются участки развития раннепалеозойских офиолитов – фрагментов океанической коры Палеоазиатского океана и образования аккреционных комплексов, маркирующих активные континентальные окраины прошлого. В конце ордовика вследствие столкновения островных дуг с кратонными террейнами происходит формирование аккреционно-коллизионного Казахстанского палеоконтинента.

Дальнейшее развитие остаточных герцинских бассейнов связано с формированием активных континентальных окраин и связанных с ними вулканоплутонических поясов в девоне и карбоне-перми. В это же время в Атасу-Жезказганском регионе происходит заложение рифта [18–21], с которым, вероятно, связано заложение в т.ч. позднепалеозойского Шу-Сарысуйского бассейна (далее – ШСБ) (рис. 3–5).

Сложная картина наблюдается в каменноугольном и пермском периодах, в каледонском сегменте формируется шельфовый карбонатно-терригенный морской бассейн [1, 4]. По периферии каледонид Казахстанского палеоконтинента протекают активные тектонические события. Так, на активных континентальных окраинах Уральского, Жонгаро-Балхашского, Иртыш-Зайсанского герцинских остаточных морских бассейнов в позднем палеозое формируются и активно развиваются островодужные и вулканоплутонические структуры. В конце перми происходит окончательная коллизия с формированием суперконтинента Пангея 2, территория Казахстана находится в его центральной части [1, 3–6, 21]. В начале триаса на территории Казахстана происходят постколлизийные события, в Северном Казахстане формируются рифты, образование которых связывают с воздействием Сибирского суперплюма [5, 24]. Аналоги трапповой тунгусской серии обнаружены в Северном Казахстане. В середине триаса наступает платформенный режим [1, 2]. На западе Казахстана в течение среднего триаса и по мел включительно в условиях пассивной континентальной окраины Палеотетиса происходит формирование карбонатно-терригенных и угольных отложений. В юре по периферии в Торгайской впадине формируется система рифтов, самый крупный из которых нефтегазоносный Южно-Торгайский бассейн [22–25]. В конце миоцена на юге Казахстана активизируется орогенез, связанный с коллизией Индостанской плиты, что приводит к образованию эпиплатформенного орогенического пояса.

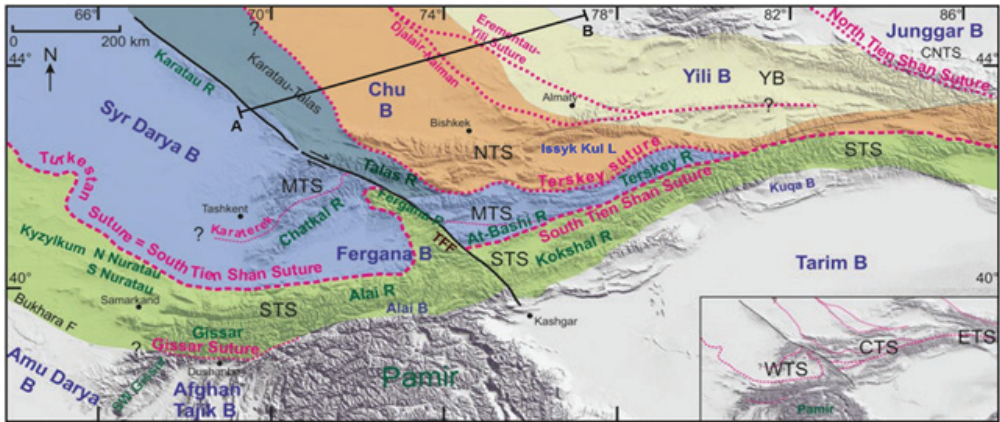


Рисунок 4. Карта расположения геолого-геофизического разреза, на которой показана западная часть основных сооружений Тянь-Шаня [22]

Бассейны (B); Шу-Сарысу (Chu), Китайский Северный Тянь-Шань (CNTS); Таласско-Ферганский разлом (TFF) (черная линия). Маленькая карта в правом нижнем углу показывает расположение географического подразделения Тянь-Шаньского хребта. Западный Тянь-Шань (WTS); Центральный (Кыргызский) Тянь-Шань (CTS); Восточный (Китайский) Тянь-Шань (ETS). Линия АВ – положение геолого-геофизического профиля (рис. 5)

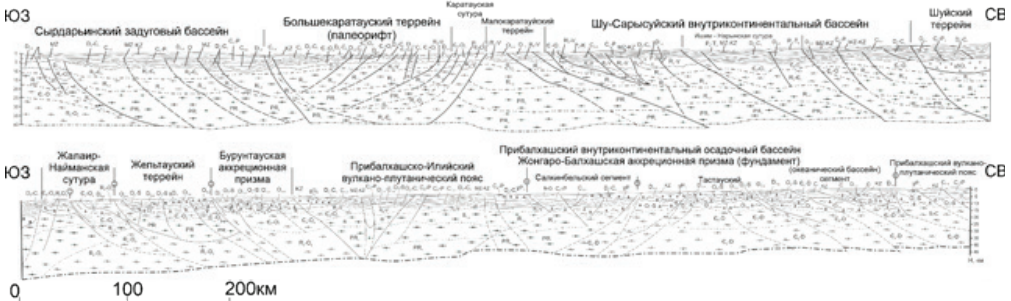


Рисунок 5. Геолого-геофизический разрез по профилю МОБ3-ГС3 «Туркестанский» [26], Южный Казахстан

Показано строение чехла осадочных бассейнов и нижележащего палеозойско-протерозойского фундамента (положение профиля АВ обозначено на рис. 4), до границы Мохо (М). Отражена тектоническая расчлененность консолидированной земной коры и гетерогенное строение фундамента.

Тектоническая позиция и строение осадочных нефтегазоносных бассейнов Казахстана

На территории Казахстана расположено 15 осадочных бассейнов, различающихся геологическим строением, возрастом фундамента и чехла, особенностями геологического развития, стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности. В западных районах страны находятся Прикаспийский (далее – ПБ), Северо-Кавказско – Мангышлакский (далее – СКМБ) и Устюрт-Бузачинский (далее – УББ), восточнее – Приаральский (далее – АБ), Южно-Торгайский (далее – ЮТБ), Северо-Торгайский (далее – СТБ) осадочные нефтегазоносные бассейны. В Восточном

Казахстане находятся ШСБ, Сырдарьинский (далее – СБ), Балхашский, Илийский (далее – ИБ), Алакольский (далее – АБ) и Зайсанский (далее – ЗБ) бассейны. На севере Казахстана расположено южное окончание Западно-Сибирского осадочного бассейна.

К настоящему времени установлена промышленная нефтегазоносность Прикаспийского, Мангышлакского, Устюртского, Южно-Торгайского и Шу-Сарысу осадочных бассейнов, проводятся поисковые работы в перспективном Приаральском районе. Нефтегазоносность других бассейнов до конца не выяснена.

Прикаспийский бассейн (синеклиза) находится на юго-восточном окон-

чании Восточно-Европейского кратона. ПБ является главной нефтегазоносной провинцией Казахстана, на его площади выделяется следующий ряд нефтегазоносных областей: 1) Северо-Западная; 2) Центрально-Прикаспийская; 3) Астраханско-Актобинская; 4) Южно-Эмбенская, переходящая на западе в кряж Карпинского [11, 15].

ПБ, согласно литолого-стратиграфическим, литолого-палеогеографическим, палинстратическим и геодинамическим реконструкциям, на всем протяжении своего развития, начиная от мезопротерозоя, формировался в условиях пассивной континентальной окраины [1–4].

В строении ПБ принимают участие 2 структурных этажа – фундамент и чехол. Структуры фундамента, сложенные архей–палеопротерозойскими метаморфическими комплексами, не выходят на дневную поверхность. По данным глубинной сейсмоки на западе они сложены метаморфическими образованиями Восточно-Европейского кратона, которые выклиниваются в восточной части, где на смену им приходит палеопротерозойский метаморфический комплекс Примуголжарья. Чехол синеклизы в осевой части Центрально-Прикаспийской депрессии имеет толщину до 25 км, и достоверно установлено, что в строении чехла участвуют три структурно-фациальных подэтажа комплекса [15]: 1) подсолевой, включающий в себя от терригенно-карбонатных отложений мезопротерозоя до артинского яруса перми; 2) соленосный подэтаж, сложенный пермскими соленосными отложениями кунгурского яруса приуральского отдела перми; 3) надсолевой, в состав которого входят разнообразные литолого-фациальные группы отложений от гваделупского отдела средней перми [12, 16] до мезозойско-кайнозойского. Средние глубины залегания подэтажей: подсолевого подэтажа – 3,5–15 км, соленосного – от 0 до 12 км в соляных куполах, надсолевого – до 0–8 км.

Стратиграфический диапазон доказанной нефтегазоносности охватывает в ПБ средний и верхний девон, карбон, приуральский отдел пермской системы. Выше по разрезу формируются залежи, возникшие вследствие вторичной миграции за счет разрушения кунгурской соленой pokrышки.

Нефтегазовый потенциал ПБ определяется большим количеством разраба-

тываемых месторождений нефти и газа. Первичные карбонатные резервуары находятся в девонско-каменноугольно-нижнепермском (приуральский отдел) подсолевым комплексе пород: 1) месторождения северной части ПБ (северо-западная нефтегазоносная область): Карачаганак, Чинаревское, Приграничное и др.; 2) месторождения восточной части ПБ (Астраханско-Актобинская и Южно-Эмбенская нефтегазоносные области): Жанажол, Алибекмола, Кенкияк и многие др.; 3) юго-восточной части ПБ (Астраханско-Актобинская и Юго-Западная нефтегазоносные области): Каражанбас, Северный Каражанбас, Камышитовое, Имашевское, Каламкас и др.; 4) Астраханско-Актобинская, Центрально-Прикаспийская и Южно-Эмбенская нефтегазоносные области: Тенгиз, Кашаган, Королевское, Западная Прорва и многие др. Особое место занимает Казахстанский сектор северного Каспия, где в 2004 г. открыто уникальное нефтегазоконденсатное месторождение Кашаган и обнаружены новые нефтегазоносные объекты, такие как Курмангазы, Жамбай, Абай, Жамбыл и др.

Северо-Кавказско-Мангышлакский бассейн – вторая по значимости нефтегазовая провинция Казахстана. В казахстанском секторе располагается Северо-Мангышлакский бассейн, который состоит из Мангышлакско-Бузачинской, Южно-Мангышлакской и Среднекаспийской нефтегазоносных областей. В пределах этой территории установлена нефтегазоносность в терригенных отложениях триаса, всех отделов юрской и меловой систем. Углеводородные залежи в терригенных отложениях палеогена и частично палеозоя (м. Оймаша), вероятно, возникли вследствие вторичной миграции из мезозойского комплекса. Нефтегазовый потенциал СКМБ сосредоточен в Южно-Мангышлакской области, где находится крупнейшая по запасам Узень-Жетыбайская группа месторождений углеводородного сырья. Эта группа находится в антиклинальном поднятии юго-восточного простирания, протяженностью 48 км, шириной до 16 км и амплитудой от 200 до 400 м.

Устюрт-Бузаинский бассейн расположен юго-восточнее ПБ. Фундамент сложен метаморфизованным кадомским комплексом неопротерозойского возраста. В Северном Устюрте продуктивными являются отложения среднего, верхнего отдела

юрской и палеогеновой систем, на Бузачах таковыми являются отложения юрской и нижнего отдела меловой систем. В качестве потенциально перспективного комплекса рассматривается девон-каменноугольный квазиplatformенный комплекс. Главными месторождениями УББ являются средние и мелкие по запасам м. Каракудукское, Арыстановское, Шагырлы-Шомыштинское, Базайское, Кызылойское [2, 8, 15].

Приаральский, или Восточно-Аральский, бассейн (далее – ПАБ) располагается на территории Казахстана и Узбекистана. Чехол сложен морскими карбонатно-терригенными отложениями квазиplatformенного комплекса, пермскими континентальными орогенными терригенно-вулканогенными образованиями [2]. Выше залегают мезозойские осадки, представленные полным разрезом триасовых, юрских (угленосных) и меловых отложений. Проведенные в последние годы геолого-геофизические изыскания позволяют положительно оценивать нефтегазовый потенциал с квазиplatformенным и мезозойским комплексами [1, 2]. В Узбекистане промышленная газоносность установлена в платформенном чехле, в юрских и триасовых отложениях. На территории Казахстана промышленные скопления газа были обнаружены в палеогеновых отложениях Северо-Западного Приаралья. Получены прямые признаки нефтегазоносности на ряде площадей ПАБ и признаки газоносности юрских отложений Восточно-го Приаралья [15, 27].

Южно-Торгайский бассейн (Южно-Торгайский юрский рифт) – представляет собой крупную линейную структуру горизонтального растяжения земной коры, выраженную в её верхней части грабенообразной впадиной, ограниченной разломами сбросового-сдвигового типа, заполненную терригенными осадочными породами юрского возраста. В структурном плане по гипсометрическому положению фундамента выделяется Жыланшикский и Арыскумский прогиб, а также Мынбулакская седловина. На территории ЮТБ под мезозойским платформенным чехлом залегают складчатый фундамент и палеозойская толща. Палеозойские квазиplatformенные образования вскрыты в отдельных блоках внутренней части впадины (наиболее широко развиты в западной части). Фундамент основания ЮТБ сложен

разнообразными комплексами пород от мезо- и неопротерозойских метаморфических образований до квазиplatformенных палеозойских формаций. Выделяются следующие нефтегазоносные комплексы: квазиplatformенный верхнепалеозойский, юрский, меловой. Верхняя часть нижнемеловых отложений выступает в качестве регионального флюидопора. Нефтегазовый потенциал ЮТБ определяется следующей группой месторождений: Кумколь (самое крупное), Майбулак, Кызылкия, Кенлык, Арыскум, Нуралы, Аксай, Акшабулак, Коныс, Ащисай и др.

Северо-Торгайский бассейн по специфике геологического строения близок юго-западному борту Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, а по степени изученности находится на начальной стадии. Основным продуктивным комплексом СТБ представляется палеозойский, который перекрыт контрастной по составу базальтовой вулканической серией триасового возраста. Перспективы нефтегазоносности связаны с квазиplatformенным комплексом, главным образом, с фаменско-нижнекаменноугольной частью разреза. Наличие в ранее пробуренных скважинах признаков нефти и полученные в последние годы притоки нефти из девонских отложений позволяют положительно оценивать перспективы нефтегазоносности палеозоя [2, 15, 27].

Сырдарьинский бассейн – крупная тектоническая единица Туранской эпигерцинской плиты. Фундамент СБ сложен протерозойскими метаморфическими образованиями и комплексом пород, принадлежащих пассивной континентальной окраине Палеоазиатского палеокеана, сложенной карбонатно-терригенными накоплениями кембрия и ордовика. Средний и верхний девон представлены красноцветной обломочной толщей (аналог тюлькубасской серии Большого Каратау), выше которой залегают фамен-каменноугольный квазиplatformенный комплекс, представленный терригенно-карбонатными отложениями. Выше залегают платформенные мезозой-кайнозойский чехол. Квазиplatformенные отложения образуют перспективно-нефтегазоносный комплекс [28]. Юрские и нижнемеловые накопления могут быть отнесены перспективно к нефтегазоносному комплексу. Нефтегазоносность этого бассейна не выяснена [2, 28].

Шу-Сарысу́йский бассейн является одним из крупнейших бассейнов, имеющим сложно построенный, гетерогенный фундамент, в строении которого принимают участие протерозойские и палеозойские комплексы Каратауского и Шу-Илийского регионов. Платформенный чехол сложен терригенными мезозой-кайнозойскими отложениями. Газоконденсатный стратиграфический диапазон наиболее полно представлен на м. Амангельды, где газоносный уровень сложен карбонатно-терригенными породами квазиплатформенного комплекса фамен-каменноугольно-пермского возраста. В Шу-Сарысу́йской впадине нефтяные залежи как таковые, вероятно, залегают глубоко и не обнаружены, а газовые приурочены к верхнему девону, нижнему карбону и нижней перми. Нефтегазовый потенциал ШСБ определяется, прежде всего, такими газовыми месторождениями, как Амангельды, Придорожное, Малдыбай, Орталык, Айрақты, Северный Ушарал и др. [15, 27].

Тенизский бассейн (далее – ТБ), расположен в северной части Центрального Казахстана. В плане ТБ имеет округлую форму, диаметром до 250 км. Фундамент ТБ обнажается по периферии бассейна и сложен различными по составу породами протерозоя, ордовика, девона, карбона. В тектоническом отношении ТБ представляет собой брахисинклинальную структуру, наложенную на каледонский фундамент. Перспективы на газоносность по аналогии с ШСБ в ТБ связаны с квазиплатформенным верхнедевонским-каменноугольным комплексом [1, 2].

Илийский бассейн представляет собой межгорную впадину (по аналогии с соседними Ферганским и Жонгарским межгорными бассейнами, в пределах которых открыты месторождения нефти и газа [1, 2]). С юга ИБ ограничен каледонскими сооружениями Северного Тянь-Шаня (хребты Заилийский Алатау и Кетмень), с севера – герцинским Жонгарским Алатау. Фундамент сложен разновозрастными комплексами протерозоя и палеозоя, принадлежащими каледонидам Северного Тянь-Шаня и герцинидам Жонгаро-Балхашской складчатой системы. Чехол представлен мезозой-кайнозойскими терригенным платформенным комплексом [7, 15]. Потенциально-перспективными являются юрские угленосные и меловые терригенные отложения восточной части ИБ – Жаркенский грабен.

Балхашский бассейн (далее – ББ) расположен южнее оз. Балхаш и представляет собой предгорную впадину. ББ состоит из трех тектонических единиц, различных по размерам: Прибалхашской и Северо-Жонгарской депрессий, разделенных Ушккольским поднятием. Отложения кайнозоя развиты по всей площади ББ и образуют главный платформенный комплекс чехла бассейна. Локально, в восточной части ББ, в низовьях р. Или расположен крупный по запасам юрский Нижнеилийский бурогольный бассейн. Данных о нефтегазонаосности ББ не имеется. Однако наличие гелевых газов в Северном Тянь-Шане и бортах ИБ косвенно указывает на возможную перспективность осадочного комплекса ББ.

Алакольский бассейн находится на юго-востоке герцинской Жонгаро-Балхашской складчатой системы, представляет собой межгорную альпийскую впадину, ограниченную по периферии системой сбросо-сдвигов. В региональном структурном плане АБ является северо-западным окончанием Жонгарского нефтегазонаосного бассейна Китая. В тектоническом отношении АБ распадается на Северо-Алакольский и Южно-Алакольский грабены, разделенные Алакольским горстом. Стратиграфический разрез АБ представлен отложениями морского пенсильванского отдела каменноугольной системы на южном фланге, на северном фланге присутствуют континентальные терригенные, угленосные отложения колдарского горизонта (С2–Р1). Мезозойские отложения изучены слабее и представлены терригенным маломощным триасом, углесланцевой юрой. Меловые отложения не установлены. Проявления нефти в предгорной части Северной Жонгарии отмечались многими исследователями, которые были обнаружены в виде жил асфальтитов, зон битуминизации и др. [2, 15].

Зайсанский бассейн ограничен по периферии с юга каледонидами Шингиз-Тарбагатай, на севере – герцинскими сооружениями Южного Алтая, на юго-востоке соединяется с Жонгарским нефтегазонаосным бассейном Китая. Фундамент ЗБ охватывает параллельные между собой Жарма-Саурскую и Калбинскую тектонические зоны, что отражается в строении и составе пород фундамента, сложенного породами от верхнего ордовика до пенсильванского отдела карбона. Было установлено, что

нижнеюрские отложения богаты ископаемой органикой, и в стратиграфическом разрезе присутствуют до 20 пластов угля разной мощности. Бурением была установлена нефтегазоносность пермских, юрских, палеогеновых отложений [2].

Нефтегазоносность других бассейнов, в т.ч. Северного Казахстана, до конца не выяснена. Таким образом, осадочные бассейны Казахстана при многообразии геологических условий характеризуются широким стратиграфическим диапазоном нефтегазоносности, особенно в Прикаспийском бассейне.

Заключение

На территории Казахстана главными тектоническими единицами земной коры являются Восточно-Европейский кратон (Прикаспийская синеклиза), казахстанский сегмент Центрально-Азиатского орогенического пояса (каледониды и герциниды), казахстанский сектор Донецко-Туакырского палеорифта (Мангистауская позднегерцинская складчатая система). Помимо широкого разнообразия полезных ископаемых, эти тектонические элементы земной коры являются нефтегазоносными.

В этой связи проведен сравнительный анализ палеозоид Казахстана, которые выступают в качестве фундамента большинства осадочных бассейнов казахстанского сектора Центрально-Азиатского орогенического пояса. Была использована методика комплексного использования

данных плейт-тектонического, стратиграфического, литолого-фациального, геодинамического и тектонофациального анализов [1–5, 8–9, 17–18].

Суть предлагаемой работы состояла в том, чтобы установить взаимосвязь строения чехла и фундамента рассматриваемых осадочных бассейнов, учитывая, что фундамент (палеозоиды) имеет сложное гетерогенное сочетание разнообразных по возрасту и природе формирования тектонических элементов и их фрагментов (кратонных террейнов, фрагментов океанических структур или офиолитов, энсиматических и энсиалических островных дуг, аккреционных комплексов окраинно-континентальных, вулcano-плутонических поясов и др.). На представленных тектонических схемах были обозначены главные тектонические швы. Таким образом, предлагается тектоническая схема, на которой обозначена структурная сегментированность земной коры территории Казахстана на автономно развивавшиеся блоки первого и второго порядка, т.е. террейны и структурно-формационные зоны, разделенные коллизийными и трансформными сатурами.

Предлагаемый подход может быть применен для проведения всестороннего тектонического, геодинамического и металлогенического анализа территории Казахстанского сегмента палеозоид в составе Центрально-Азиатского складчатого пояса.

Список использованной литературы

1. Атлас литолого-палеогеографических, структурных, палинспастических и геозекологических карт Центральной Евразии. Под ред. Федоренко О.А., Милетенко Н.В. – Алматы, ЦГОВСРК, 2002, 37 карт. // Atlas litologo-paleogeograficheskikh, strukturnykh, palinospasticheskikh i geozekologicheskikh kart Central'noi Evrazii [Atlas of lithological, paleogeographic, structural, pasingpast and geozecological maps of central Eurasia]. Pod red. Fedorenko O.A., Miletchenko N.V. – Almaty, CGOVSRK, 2002, 37 kart.
2. Акчулаков У.А., Жолтаев Г.Г., Куандыков Б.М., Исказиев К.О. и др. Атлас нефтегазоносных и перспективных осадочных бассейнов Республики Казахстан. – Астана, 2014, 97 с. // Akchulakov U.A., Zholtayev G.G., Kuandykov B.M., Iskazyev K.O. i dr. Atlas neftegazonosnyh i perspektivnyh osadochnykh basseynov Respubliki Kazakhstan [Atlas of oil and gas-bearing and promising sedimentary basins of the Republic of Kazakhstan]. – Astana, 2014, 97 p.
3. Коробкин В.В., Буслов М.М. Тектоника и геодинамика западной части Центрально-Азиатского складчатого пояса (палеозоиды Казахстана). – Геология и геофизика, 2011, № 12, с. 2032–2055. // Korobkin V.V., Buslov M.M. Tektonika i geodinamika zapadnoi chasti Central'no-Aziatskogo skladchatogo poyasa (paleozoidy Kazakhstana) [Tectonics and geodynamics of the western part of the Central Asian folded belt (Paleozooids of Kazakhstan)]. – Geologiya i geofizika [Geology and geophysics], 2011, No. 12, pp. 2032–2055.

4. Korobkin V.V. Buslov M.M. Tectonics and geodynamics of the western Central Asian Fold Belt (Kazakhstan Paleozoides). – Russian Geology and Geophysics, New York, 2011, v. 50, No. 12, 1585–1603 p.

5. Добрецов Н.Л. Эволюция структур Урала, Казахстана, Тянь-Шаня и Алтае-Саянской области в Урало-Монгольском складчатом поясе (Палеоазиатский океан). – Геология и геофизика, 2003, т.44, с. 5–27. // Dobrecov N.L. Evolyucija struktur Urala, Kazakhstana, Tyan'-Shanya i Altae-Sayanskoi oblasti v Uralo-Mongol'skom skladchatom poyase (Paleoaziatskii okean) [The evolution of the structures of the Urals, Kazakhstan, Tien Shan and Altay-Sayan region in the Ural-Mongol folded belt (Paleo-Asian Ocean)]. – Geologija i geofizika [Geology and geophysics], 2003, v. 44, pp. 5–27.

6. Зоненшайн Л.П., Кузьмин М.И. Палеогеодинамика. – М., Наука, 1993, 92 с. // Zonenshajn L.P., Kuz'min M.I. Paleogeodinamika [Paleogeodynamics]. – Moscow, Nauka, 1993, 92 p.

7. Ли А.Б. Тектоника и перспективы нефтегазоносности Южного Казахстана. – Алма-Ата, Наука КазССР, 1975, 220 с. // Li A.B. Tektonika i perspektivy neftegazonosnosti Yuzhnogo Kazakhstana [Tectonics and prospects for the oil and gas content of southern Kazakhstan]. – Alma-Ata, Nauka KazSSR, 1975, 220 p.

8. Жолтаев Г.Ж. Геодинамические модели и нефтегазоносность палеозойских осадочных бассейнов Западного и Южного Казахстана: автореф. д. г.-м. н. – М., 1992, 50 с. // Zholtaev G.Zh. Geodinamicheskie modeli i neftegazonosnost' paleozoyskih osadochnyh basseynov Zapadnogo i Yuzhnogo Kazakhstana: avtoref. d. g.-m. n. [Geodynamic models and oil and gas content of the Paleozoic sedimentary basins of Western and Southern Kazakhstan: extended abstract of the dissertation of Doctor of Geological and Mineralogical Sciences] – Moscow, 1992, 50 p.

9. Парагульгов Х.Х. Эволюция и нефтегазоносность осадочных бассейнов Восточного Казахстана: автореф. дис. д.г.-м.н. – Алматы, ИГН, 2005, 45 с. // Paragul'gov H.H. Evolyuciya i neftegazonosnost' osadochnyh basseinov Vostochnogo Kazakhstana: avtoref. dis. d.g.-m.n. [The evolution and oil and gas content of sedimentary basins of Eastern Kazakhstan: extended abstract of the dissertation of Doctor of Geological and Mineralogical Sciences]–Almaty, IGN, 2005, 45 p.

10. Карта прогноза нефтегазоносности Казахстана. М 1:2500000, редакторы Даукеев С.Ж., Абдулин А.А., Беспаяев Х.А., Воцалевский Э.С. – Министерство энергетики и минеральных ресурсов РК, Институт геологических наук им. К.И. Сатпаева МО и НАН РК, Алматы. 2000. // Karta prognoza neftegazonosnosti Kazakhstana [The map of oil and gas content forecast in Kazakhstan]. М 1:2500000, redaktory Daukeyev S.Zh., Abdulin A.A., Bepayev H.A., Vocalevskii Ye.S. – Ministerstvo energetiki i mineral'nyh resursov RK, Institut geologicheskikh nauk im. K.I. Satpayeva MO i NAN RK [Ministry of Energy and Mineral Resources of the Republic of Kazakhstan, the Institute of Geological Sciences], Almaty. 2000.

11. Геологическая карта Казахстана. Масштаб 1:1000 000. Гл. ред. Г.П. Бекжанов. – СПб, 1997. // Geologicheskaya karta Kazakhstana [The geological map of Kazakhstan]. М 1:1000 000. Gl. red. G.R. Bekzhanov. – SPb, 1997.

12. Геологическое строение Казахстана. Ред. Г.П. Бекжанов. – Алматы, 2000, 396 с. // Geologicheskoe stroenie Kazakhstana [The geological structure of Kazakhstan]. Red. G.R. Bekzhanov. – Almaty, 2000, 396 p.

13. Тектоническая карта области палеозойских складчатостей Казахстана и сопредельных территорий. Масштаб 1:1500 000. / Под ред. Абдулина А.А., Зайцева Ю.А. – М, 1976. // Tektonicheskaya karta oblasti paleozoiskih skladchatostei Kazakhstana i sopredel'nyh territorii [The tectonic map of the Paleozoic folding of Kazakhstan and adjacent territories]. М 1:1500 000. / Pod red. Abdulina A.A., Zajceva Ju.A. – Moscow, 1976.

14. Тектоническая карта Казахской ССР и прилегающих территорий республик. Масштаб 1: 1500 000 / Редакторы: Беспалов В.Ф., Гарьковец В.Г., Еремин В.К. и др. – М., 1975. // Tektonicheskaya karta Kazahskoi SSR i prilegayushhih territorii respublik [The tectonic map of the Kazakh SSR and adjacent territories of the republics]. М 1: 1500 000 / Redaktory: Bepalov V.F., Gar'kovec V.G., Eremin V.K. i dr. – Moscow, 1975.

15. Глубинное строение и минеральные ресурсы Казахстана: в 3-х т. – Алматы, 2002. – Т. 1. Глубинное строение и геодинамика. – 224 с.; Т. 3. Нефть и газ – 272 с. // Glubinnoe stroenie i mineral'nye resursy Kazakhstana: v 3-h t. [Deep structure and mineral resources

of Kazakhstan: in 3 volumes] – Almaty, 2002. – v. 1. Glubinnoe stroenie i geodinamika [Deep structure and geodynamics]. – 224 p.; v. 3. Neft' i gaz [Oil and gas] – 272 p.

16. International Commission on Stratigraphy v2021/10 www.stratigraphy.org

17. Смирнов А.В., Коробкин В.В. Тектоническая карта Казахстана масштаба 1: 1 000 000 (принципы, легенда, геологические структуры). – Известия НАН РК, Сер. геол., 2003, № 2,3, с. 17–26. // Smirnov A.V., Korobkin V.V. Tektonicheskaya karta Kazakhstana masshtaba 1: 1 000 000 (principy, legenda, geologicheskie struktury) [The tectonic map of Kazakhstan with a scale of 1: 1,000,000 (principles, legend, geological structures)]. – Izvestiya NAN RK [...], Ser. geol., 2003, No. 2,3, pp. 17–26.

18. Коробкин В.В. Тектоническое районирование и структурные стили палеозоид Казахстана. – Известия Томского политехнического университета, 2011, т.319, №1, с. 71–77. // Korobkin V.V. Tektonicheskoe raionirovanie i strukturnye stili paleozoid Kazakhstana [Tectonic zoning and structural styles of Kazakhstan Paleozoid]. – Izvestiya Tomskogo politehnicheskogo universiteta [Proceedings of the Tomsk Polytechnic University], 2011, v. 319, No. 1, pp. 71–77.

19. Пучков В.Н. Палеогеодинамика Южного и Среднего Урала. – Уфа: ГИЛЕМ, 2000, 146 с. // Puchkov V.N. Paleogeodinamika Yuzhnogo i Srednego Urala [Paleogeodynamics of the Southern and Middle Urals]. – Ufa: GILEM, 2000, 146 p.

20. Веймарн А.Б., Кузьмин А.В., Воронцова Т.Н. Геологические события в Казахстане на рубеже франского и фаменского веков и их значение в ряду глобальных событий этого времени. – Бюлл. Моск. общества испытателей природы. Отд. геол., 1997, т. 72, вып. 4, с. 35–46. // Veimarn A.B., Kuz'min A.V., Voroncova T.N. Geologicheskie sobyitiya v Kazakhstane na rubezhe franskogo i famenskogo vekov i ih znachenie v ryadu global'nyh sobytii etogo vremeni [Geological events in Kazakhstan at the turn of the French and Famensky centuries and their significance among the global events of this time]. – Bjull. Mosk. obshhestva ispytatelej prirody [Bulletin of the Mosk. Society of naturalists]. Otd. geol., 1997, v. 72, vyp. 4, pp. 35–46.

21. Самыгин С.Г., Хераскова Т.Н. Геологическое строение и этапы тектонической эволюции палеозоид Казахстана. – Литосфера, 2019, т.19, № 3, с. 347–371. DOI: 10.24930/1681–9004–2019–19–3–347–371. // Samygin S.G., Heraskova T.N. Geologicheskoe stroenie i etapy tektonicheskoi evoljucii paleozoid Kazakhstana [Geological structure and stages of tectonic evolution of the paleozoids of Kazakhstan]. – Litosfera [Litosphere], 2019, v.19, No. 3, pp. 347–371. DOI: 10.24930/1681–9004–2019–19–3–347–371.

22. Alexeiev D.V., Cook H.E., Djenchuraeva A.V. and Mikolaichuk A.V. The stratigraphic, sedimentological and structural evolution of the southern margin of the Kazakhstan continent in the Tien Shan Range during the Devonian to Permian. – Geological Society of London, Special Publications, 427, 15 July 2015, DOI <https://doi.org/10.1144/SP427.3>.

23. Алексеев Д.В., Быкадоров В.А., Волож Ю.А., Сапожников Р.Б. Кинематический анализ юрских грабенов южного Тургая и роль мезозойского этапа в истории Каратау-Таласо-Ферганского сдвига (Южный Казахстан и Тянь-Шань). – Геотектоника, 2017, № 2, с. 3–20. // Alekseev D.V., Bykadorov V.A., Volozh Ju.A., Sapozhnikov R.B. Kinematicheskii analiz yurskih grabenov Yuzhnogo Turgaya i rol' mezozoiskogo etapa v istorii Karatau-Talaso-Ferganskogo sdviga (Yuzhnyj Kazakhstan i Tyan'-Shan') [Kinematic analysis of the Jurassic grabens of southern Turgai and the role of the Mesozoic stage in the history of the Karatau-Talas-Fergana strike-slip (South Kazakhstan and Tien Shan)]. – Geotektonika, 2017, No. 2, pp. 3–20.

24. Буслов М.М. Тектоника и геодинамика Центрально-Азиатского складчатого пояса: роль позднепалеозойских крупноамплитудных сдвигов. – Геология и геофизика, 2011, т. 52, №1, с. 66–90. // Buslov M.M. Tektonika i geodinamika Central'no-Aziatskogo skladchatogo poyasa: rol' pozdnepaleozoiskih krupnoamplitudnyh sdvigo [Tectonics and geodynamics of the Central Asian folded belt: the role of late Paleozoic large-amplitude faults]. – Geologija i geofizika [Geology and geophysics], 2011, v. 52, No.1, pp. 66–90.

25. Brunet, M.; Sobel, E.R.; McCann, T. Geological evolution of Central Asian basins and the western Tien Shan range. – Geological Society of London, Special Publications 2020, 427, 1–17. DOI <https://doi.org/10.1144/SP427.17>

26. Коробкин В.В., Тулемисова Ж.С. Глубинное строение и геодинамические условия формирования осадочных бассейнов Южного Казахстана (Шу-Сарысуysкого, Прибалхашского, Илийского). – Геология и охрана недр. КазГЕО. – 2018, № 3 (68), 2018, с. 24–34. // Korobkin V.V., Tulemisova Zh.S. Glubinnoe stroenie i geodinamicheskie

usloviya formirovaniya osadochnyh basseinov Yuzhnogo Kazakhstana (Shu-Sarysuiskogo, Pribalhashskogo, Iliiskogo) [Deep structure and geodynamic conditions for the formation of sedimentary basins in Southern Kazakhstan (Shu-Sarysu, Balkhash and Ili)]. – Geologiya i ohrana nedr [Geology and subsoil protection]. KazGEO. – 2018, No. 3 (68), 2018, pp. 24–34.

27. Воцалевский Э.С., Булекбаев З.Е., Искужиев Б.А., Камалов С.М., Корстышевский М.Н., Куандыков Б.М., Куантаев Н.Е., Марченко О.Н., Шудаев К.С., Матлошинский Н.Г., Нажметдинов А.Ш., Филиппьев Г.П., Шабатин И.В., Шахабаев Р.С. Шудабаев К.С. Справочник Месторождения нефти и газа Казахстана. – Алматы, 1999, 326 с. // Vocalevskij Je.S., Bulekbayev Z.E., Iskuzhiyev B.A., Kamalov S.M., Korstyshevskii M.N., Kuandykov B.M., Kuantayev N.E., Marchenko O.N., Shudaev K.S., Matloshinskij N.G., Nazhmetdinov A.Sh., Filip'ev G.P., Shabatov I.V., Shahabaev R.S. Shudabaev K.S. Spravochnik Mestorozhdeniya nefiti i gaza Kazakhstana [Handbook of the oil and gas fields of Kazakhstan]. – Almaty, 1999, 326 p.

28. Быкадоров В.А., Антипов М.П. Сапожников Р.Б. Палеозойские отложения Сырдарьинской впадины: строение и история формирования в связи с оценкой нефтегазонасности. Геология нефти и газа. № 3. Перспективы нефтегазонасности и результаты ГРП. 2016. с. 28–37. // Bykadorov V.A., Antipov M.P. Sapozhnikov R.B. Paleozoiskie otlozheniya Syrdar'inskoi vpadiny: stroenie i istoriya formirovaniya v svyazi s ocenкой neftegazonosnosti [Paleozoic deposits of the Syrdarya depression: structure and history of formation in connection with the assessment of oil and gas content]. Geologiya nefiti i gaza. № 3. Perspektivy neftegazonosnosti i rezul'taty GRR [Geology of oil and gas No. 3. Prospects for oil and gas content and results of geological exploration], 2016, pp. 28–37.

ҚАЗАҚСТАННЫҢ ПАЛЕОЗОЙДТАРЫН ЖӘНЕ ОНЫҢ МҰНАЙ-ГАЗДЫ АЙМАҚТАРЫН ТЕКТОНИКАЛЫҚ АУДАНДАУ

В.В. Коробкин, А.Е. Чакликов, Ж.С. Тулемисова

Қазақстан-Британ техникалық университеті, Алматы қ., Қазақстан

Мақалада Қазақстанның палеозой және мезозой-кайнозой құрылымдарын тектоникалық аудандастыру мәселелері қарастырылған. Тектоникалық аудандау принциптері баяндалды, оның негізінде Қазақстан территориясының тектоникалық бірліктерін аудандау және индексстеу жүргізілген. Ол үшін палеозойларды кешенді геологиялық-геофизикалық талдаудың әртүрлі деректері, оның ішінде тектоникалық, құрылымдық, стратиграфиялық, литологиялық-палеогеографиялық, петрографиялық, геодинамикалық және т.б. зерттеулер пайдаланылды.

Қазақстан палеозойдарының кристалды іргетастан тұратын құрылымдық қаңқасын құрайтын негізгі тектоникалық бірліктерді көрсететін геологиялық-тектоникалық сызба (модель) ұсынылды, оның негізінде шөгінді мұнай-газ бассейндерінің түзілуі орын алған. Қарастырылып отырған аумақтың жер қыртысының негізгі тектоникалық бірліктері анықталып, сипатталып, кешендердің мозаикалық-блоктық құрылымы көрсетілген. Қазақстанның және оның мұнайлы-газды аймақтарының палеозойдарының күрделі көп сатылы эволюциясының сипаттамасы берілген.

Негізгі сөздер: тектоникалық аудандау, геодинамикалық талдау, тектоникалық бірліктер, мұнай-газ бассейндері, литодинамикалық кешен, құрылымдық, палеогеографиялық, палеотектоникалық және геохронология.

TECTONIC ZONING OF PALEOZOIDS OF KAZAKHSTAN AND ITS OIL AND GAS-BEARING REGIONS

V.V. Korobkin, A.Ye. Chaklikov, Zh. S. Tulemissova

Kazakh-British Technical University, Almaty, Kazakhstan

The article deals with the issues of tectonic zoning of the Paleozoic and Mesozoic-Cenozoic structures of Kazakhstan. The principles of tectonic zoning are outlined, on the basis of which the zoning and indexation of tectonic units of the territory of Kazakhstan was carried out. For this, various data of complex geological and geophysical analysis of Paleozooids were

used, including tectonic, structural, stratigraphic, lithological-paleogeographic, petrographic, geodynamic and other studies.

A geological and tectonic scheme (model) is proposed that reflects the main tectonic units that make up the structural framework of the Paleozooids of Kazakhstan, consisting of a crystalline basement on which the formation of sedimentary oil and gas basins took place. The main tectonic units of the earth's crust of the territory under consideration are identified and characterized, and the mosaic-block structure of the complexes is shown. The characteristic of the complex multi-stage evolution of the paleozooids of Kazakhstan and its oil and gas regions is given.

Key words: tectonic zoning, geodynamic analysis, tectonic units, oil and gas basins, lithodynamic complex, structural, paleogeographic, paleotectonic and geochronological data.

Информация об авторах

***Коробкин Валерий Васильевич** – профессор, ГНС, докт. наук PhD, korobkin_vv@mail.ru.

Чакликов Ахан Едигеулы – сениор лектор, НС, магистр нефтегазового инжиниринга, докторант второго года обучения, a96chaklikov@gmail.com.

Тулемисова Жамал Сериковна – ассистент профессор, СНС, докт. наук PhD, ztulemissova@gmail.com.

Казахстанско-Британский технический университет, г. Алматы, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 550.834.05

МРНТИ 2114-2

ПЕРЕХОД К ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ЦИФРОВЫХ ПОМОЩНИКОВ В КИНЕМАТИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ ЗАДАЧИ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ ПОСЛЕ СУММИРОВАНИЯ И ДОСТОВЕРНОСТИ ПРОГНОЗА ТЕКТОНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

П.А. Авдеев, А.К. Базанов, И.И. Ефремов, Р.Ф. Мифтахов

ООО «ГридПоинт Дайнамикс», г. Москва, Россия

Перед современной сейсморазведкой по-прежнему стоят задачи автоматизации процессов и повышения достоверности результатов работ, особенно в регионах со сложной геологической обстановкой. Важное место в цикле сейсморазведочных работ занимает этап кинематической интерпретации, главной целью которого является детальное понимание структурных особенностей геологического разреза и получение обоснованной геологической модели конкретного региона исследований.

Цена ошибки на данном этапе работ достаточно велика, однако процессы интерпретации требуют значительных трудозатрат, а результаты часто содержат ошибки. Стандартные алгоритмы и методические подходы в полной мере не обеспечивают решения полного спектра поставленных задач, что обуславливает необходимость поиска новых подходов к интерпретации данных сейсморазведки.

В последние годы всё больший интерес вызывают вопросы привлечения возможностей искусственного интеллекта для решения производственных задач. Предлагаются новые подходы к решению задач этапа кинематической интерпретации данных сейсморазведки, основанные на применении искусственного интеллекта через машинное обучение и глубокие нейронные сети:

– технология устранения нерегулярных помех суммарных сейсмических данных для улучшения качества исходного сейсмического материала и упрощения этапа структурной интерпретации;

– технология вероятностного прогноза систем нарушений и получения детализированной тектонической модели.

Представлены теоретические основы и продемонстрированы результаты применения технологий на серии реальных производственных проектов, которые подтверждают преимущества использования нейронных сетей при интерпретации для исключения субъективизма и существенного сокращения временных затрат на этапе структурных построений в различных геологических условиях.

Ключевые слова: сейсмическая интерпретация, тектонические нарушения, шумовые эффекты сейсмической записи, тектоническая модель, автоматизация, искусственный интеллект, машинное обучение, глубокие нейронные сети, методика.

Введение

Основным методом изучения геологического строения осадочных бассейнов является сейсмическая разведка. Её современные модификации позволяют с высокой детальностью выполнять структурные построения, осуществлять прогноз литологии пород и выделять аномалии, отвечающие ловушкам нефти и газа. Высокая информативность сейсмической разведки обеспечивает возможность однозначного выделения полезных сигналов

от целевых границ на фоне множества разнообразных помех за счет регистрации огромных объемов информации от каждой точки изучаемой среды на основе применения мощных интерференционных систем наблюдений и последующей глубокой цифровой обработки данных. Завершающим этапом сейсмической разведки является интерпретация результатов – переход от полученного волнового поля к построению структурной модели геологической среды и прогнозу параметров целевых

пластов. Несмотря на то, что многие этапы интерпретации сейсмических данных выполняются с широким применением автоматизированных алгоритмов, целый ряд процедур интерпретации осуществляется в значительной мере субъективно и требует больших затрат времени на выполнение ручной работы, особенно в сложных геологических условиях.

К числу наиболее актуальных вызовов в интерпретации относятся задачи повышения качества сейсмических данных после суммирования и достоверности прогноза тектонической модели.

Традиционные инструменты пост-обработки суммарных данных для решения задачи повышения качества сейсмических изображений, как правило, представлены комбинациями фильтров для подавления волн-помех различной природы. Однако часто эффект от них малозначим и не соответствует временным затратам, либо, напротив, применяемые технологии могут искажать амплитудно-частотные характеристики сейсмических данных, что осложняет дальнейшую структурную и динамическую интерпретацию. Таким образом, процесс подбора оптимальных характеристик и комбинаций фильтров в каждом конкретном случае продолжает оставаться трудоемкой и нередко неразрешимой задачей ввиду необходимости сохранения баланса между повышением амплитудной и сохранением временной разрешенности.

Активно используемые в геофизической практике аналитические алгоритмы, направленные на решение задачи повышения достоверности результатов и автоматизации этапа интерпретации тектонических нарушений также имеют существенные ограничения, связанные с неоднозначностью прогноза в условиях работы в регионах сложного геологического строения, а также с материалом низкого качества.

Предлагается принципиально новый подход к решению поставленных задач, основанный на привлечении возможностей искусственного интеллекта. Появившиеся на рубеже столетий новые методы анализа данных с применением искусственного интеллекта, основанные на принципах работы человеческого мозга, породили множество областей их практического применения, в т.ч. и при интерпретации данных сейсморазведки.

Новые технологии повышения качества сейсмических изображений и вероятностного прогноза систем нарушений для получения детализированной тектонической модели в условиях работы с материалами низкого качества и сложного строения площади исследований на базе алгоритмов компьютерного зрения позволяют получать результаты без каких-либо временных затрат и потери детальности. Математическим аппаратом, позволяющим решить данную задачу, являются глубокие нейронные сети нового поколения. Представлены теоретические основы и продемонстрированы результаты применения на примерах серии месторождений.

Описание технологии

В предлагаемых технологиях используется область искусственного интеллекта – машинное зрение. Решение задачи реализовано на принципе предварительного обучения нейронной сети на больших массивах предварительно сегментированных (размеченных) данных и последующего применения этой сети к реальным сейсмическим материалам. Для подготовки (обучения) нейросети необходимо большое количество уже интерпретированных фрагментов сейсмических данных. Сложность заключается в том, что каждый набор реальных данных уникален из-за особенностей геологического строения, методик проведения сейсмических съемок, графа обработки и т.д. Однако возможно выявить общие закономерности и выполнить математическое моделирование шумовых эффектов записи и структур разломов с целью синтеза набора искусственных данных, используемых для качественного обучения модели нейронной сети.

Отказ от использования реальных сейсмических данных в пользу синтетических на этапе обучения сети позволяет оперировать сотнями тысяч уникальных моделей сейсмической волновой картины, а также исключает внесение субъективизма интерпретации в процесс обучения.

Данные для обучения синтезируются посредством прямого моделирования и представляют собой модели случайных отражений, осложненные разнообразными конфигурациями отражающих границ, сдвигами осей синфазности под разными углами наклонов, а также шумовыми эффектами записи.

Более подробно процесс моделирования сейсмических данных можно описать серией этапов, на каждом из которых формируется определённый сегмент синтетического куба. На первом этапе выполняется генерация куба сейсмических отражений без учёта складчатости разреза. Отражающая модель формируется из вектора значений $[-1, 1]$ с нормальным распределением. На следующем этапе на созданной модели математически задаётся смещение трасс. Затем с помощью функции Гаусса или линейной функции генерируются и добавляются к синтетической модели структуры разломов. После этого

рассчитывается свёртка синтетической модели с импульсом Рикера для сглаживания дефектов вокруг разломов, что делает синтетические данные более реалистичными. На конечном этапе к рассчитанной модели добавляется случайный шум. Для более точного воспроизведения картины представления нерегулярных помех на сейсмических разрезах используются комбинации гауссова шума – колебания интенсивности, распределенные по нормальному закону, и структурного шума – замены амплитуд на случайных трассах значениями фиксированной или случайной величины (рис. 1).

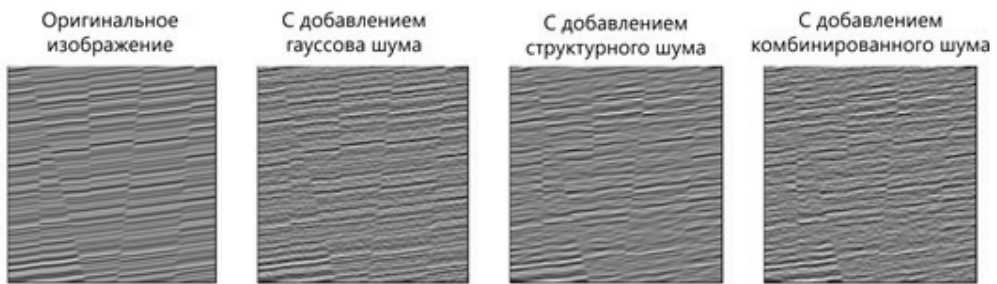


Рисунок 1. Пример моделирования шумовых эффектов записи

Цикл подготовки модели нейронной сети традиционно включает в себя этап обучения, а также многоэтапную проверку качества обучения и готовности модели к промышленной эксплуатации (рис. 2). Обучение проводится на парах «исходная сейсмика» – «результат предсказания» (этап 1). В процессе обучения нейронная сеть идентифицирует на синтетических данных признаки шумовых эффектов и наличие разломов, которые чаще всего присутствуют на сейсмическом разрезе при наличии особенностей волновой картины, а также выявляет закономерность появления этих признаков в структурах. Формируется база накопленных «знаний», которая потом применяется на реальных данных для выполнения задачи улучшения качества сейсмических изображений и предсказания разломов.

Далее с целью контроля качества выполняются предсказание разломов или поиск шумов на той же выборке данных, которые участвовали в обучении сети (тренировочной выборке, этап 2). При полном совпадении результата предсказания с эталонной разметкой обучение считается успешным, в противном случае процесс

обучения будет повторяться до тех пор, пока результат предсказания не будет соответствовать исходной разметке данных. На следующем этапе (этап 3) верификация происходит на валидационной (проверочной) выборке данных, которая не должна пересекаться с тренировочной. Данная выборка используется для настройки параметров алгоритма обучения, таких как оптимизатор, скорость обучения, количество итераций и т.д. Такую выборку данных используют для перекрестной проверки. На последнем этапе (этап 4) проходит верификация на тестовых (реальных) данных.

Предобученная и проверенная подобным образом нейронная сеть готова к использованию на реальных сейсмических данных. При использовании алгоритма (рис. 3) исходные сейсмические данные автоматически разбиваются на серию сегментов, и по набору признаков, сформированных в процессе обучения, автоматически выполняется поиск шумов, фильтрация или поиск признаков разломов в каждой точке элементарного сегмента, затем результат распространяется на объем всего куба. В результате требуется лишь незначительный анализ и доработка со стороны

специалиста-интерпретатора по корректровке отдельных участков элементов или

зон неоднозначного предсказания моделью нейронной сети.



Рисунок 2. Цикл подготовки модели нейронной сети

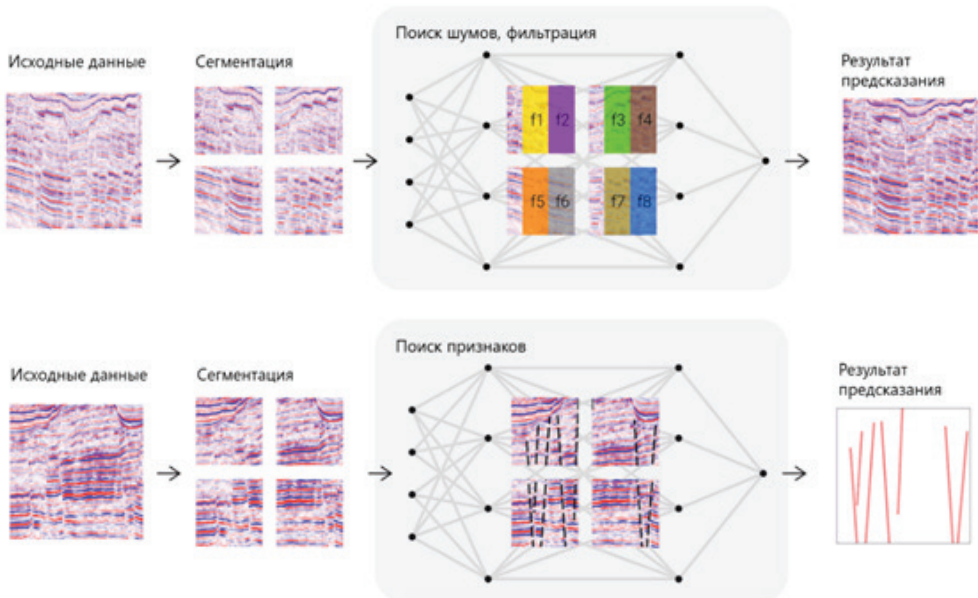


Рисунок 3. Блок-схемы алгоритмов компьютерного зрения для повышения качества сейсмических изображений и достоверности прогноза тектонической модели

Примеры

На сегодняшний день имеется более 50 примеров успешного применения вышеописанных технологий в рамках реализации реальных производственных проектов в районах с различным геологическим строением и тектонической обстановкой.

На представленных ниже иллюстрациях демонстрируются результаты исполь-

зования технологий в ходе интерпретации сейсмического куба района бассейна Каннинг на Западном шельфе Австралии. Материал осложнен наличием двух подсистем нарушений: полигональной нарушенности в верхней части разреза и высокоамплитудных региональных сдвигов, проходящих сквозь всю толщу разреза. Также материал характеризуется потеря-

ми прослеживания сейсмических отражений в нижней части разреза, незначительным фоном нерегулярных помех (рис. 4).

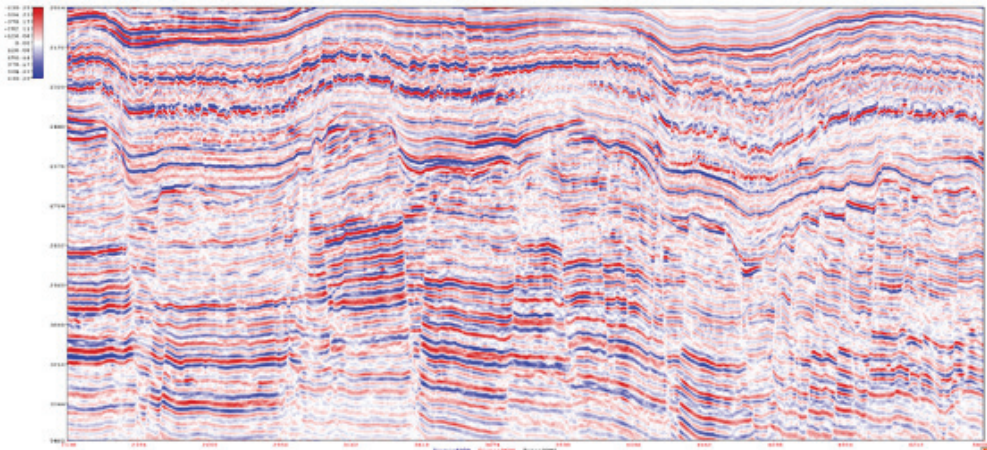


Рисунок 4. Фрагмент исходного временного сейсмического разреза

На первом этапе применение нейросетевого алгоритма позволило значительно повысить отношение сигнал/шум, сохранив при этом вертикальную разрешённость разреза (рис. 5). По амплитудным спектрам можно заметить небольшое подавление амплитуд на высоких

частотах, что объясняется фильтрацией высокочастотных помех. Помимо этого, описанный подход позволил повысить детальность определения зон разрывов в местах наличия разломов, что отражается на устойчивости построения специальных атрибутов на следующих этапах.

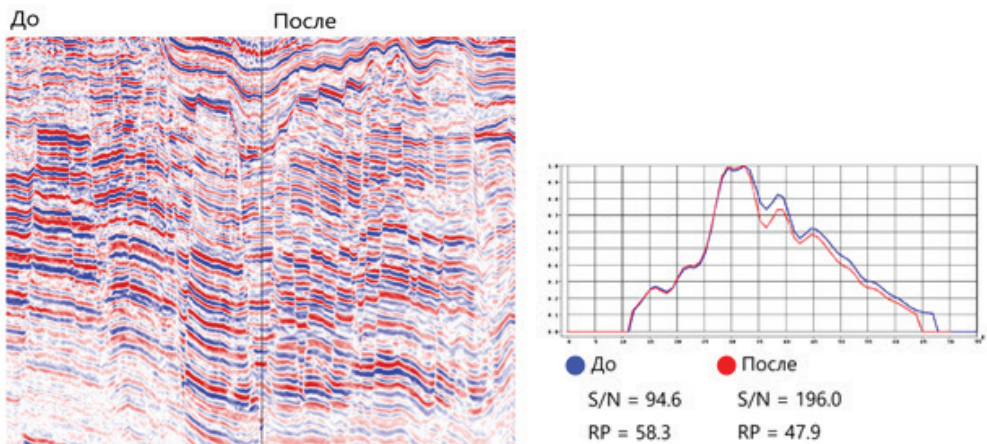


Рисунок 5. Результат применения процедуры повышения качества сейсмических изображений

На втором этапе были получены атрибуты вероятности наличия тектонических деформаций, которые затем использовались в качестве основы для анализа разломной модели и прогноза системы нарушений (рис. 6). Результативная модель оценивалась по соответствию горизонтальным и вертикальным срезам сейсмических амплитуд и атрибутов. Учет

атрибута вероятностного распределения систем нарушений позволил однозначно выделить в общей системе нарушений 2 подсистемы, речь о которых шла выше. В данном случае применение новой технологии позволило обновить геологические представления об особенностях тектонического строения района и получить более детальную модель.

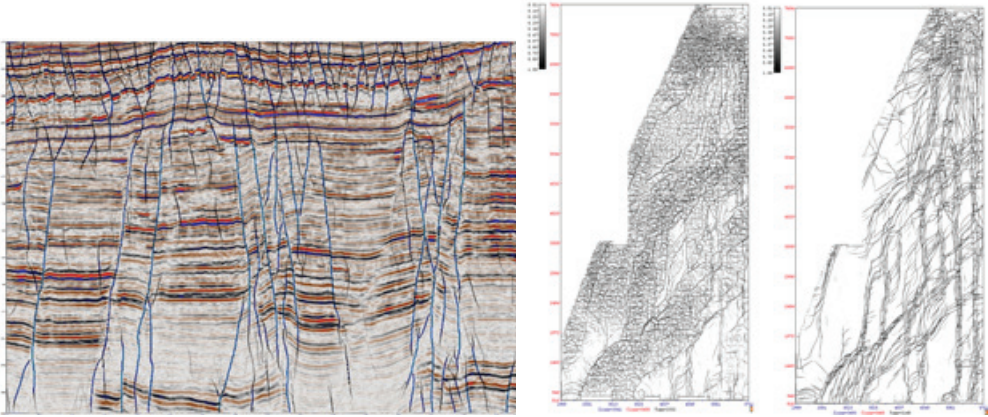


Рисунок 6. Результаты построений атрибута вероятности наличия разломов

Выводы

Новый подход к решению задач структурной интерпретации на базе технологий искусственного интеллекта обладает комплексом преимуществ над стандартными аналитическими методами за счет повышенной устойчивости к качеству исходных данных, возможности упрощения этапа интерпретации, оптимизации временных затрат и получения высококачественного результата при работе с материалами высокой степени сложности.

Опыт практического применения нового метода на сегодняшний день сформировал полноценное представление о его возможностях, которые наряду с другими прикладными решениями могут обеспечить базу для создания новых интегрированных систем применения искусственного интеллекта при решении геолого-геофизических задач. Привлечение предварительно обученных нейронных сетей на различных этапах реализации производственного проекта открывает перспективы для существенного снижения доли субъективизма каждого варианта интерпретации и повышения полноты представлений о геологическом строении района исследований.

Опыт использования технологий

Вышеописанные алгоритмы улучшения качества пост-стек сейсмике и вероятностного прогноза тектонической модели успешно прошли апробацию и регулярно используются в производственном цикле

работ ведущих российских нефтегазовых и сервисных компаний.

Среди таких компаний можно выделить: ПАО «НК «Роснефть» (РН-КрасноярскНИПИнефть (на данных Восточной Сибири), РН-Тюменский нефтяной научный центр (на данных Тимано-Печерской НГП), ПАО «Сургутнефтегаз» (на данных Западной Сибири), ООО «РИТЭК» и ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Волго-Уральская НГП), ПАО «ГЕОТЕК Сейсморазведка» (на данных Западной Сибири) и др. Сегодня инструменты на основе машинного обучения проходят апробацию в крупных международных нефтегазовых компаниях, таких как Conoco Phillips, Santos, Eni, CNOOC, PetroChina и др.

Наиболее успешные результаты достигнуты в ходе реализации проектов с привлечением интегрированного блока решений на базе Искусственного интеллекта в комплексе со стандартными алгоритмическими решениями и методическими подходами к решению задач интерпретации данных сейсморазведки. Применение таких комплексных подходов, особенно в регионах со сложным геологическим строением, позволяет недропользователям и сервисным компаниям значительно увеличить достоверность и скорость построения структурно-тектонической модели, детализировать результаты интерпретационных проектов, а также проектов по сопровождению обработки данных сейсморазведочных работ, и, как результат, снизить риски при бурении.

Список использованной литературы

1. Xing Zhao, Ping Lu, Yanyan Zhang, Jianxiong Chen, and Xiaoyang Li. Swell-noise attenuation: A deep learning approach. – The Leading Edge, 2019, v. 38, № 12, p. 934-943.
2. Xiong W., Ji X., Ma Y., Wang Y., AlBenHassan N.M., Ali M.N., and Luo Y. Seismic fault detection with convolutional neural network. – Geophysics, 2018, v. 83, №. 5, p. O97–O103.
3. Wu X., Shi Y., Fomel S., Liang L., Zhang Q., and Yusifov A. FaultNet3D: Predicting fault probabilities, strikes and dips with a common CNN. – IEEE Transactions on Geoscience and Remote Sensing, 2019.

ТЕКТОНИКАЛЫҚ МОДЕЛЬ БОЛЖАМЫНЫҢ ЖИНАҚТАЛУЫНАН ЖӘНЕ АНЫҚТЫҒЫНАН КЕЙІН СЕЙСМИКАЛЫҚ ДЕРЕКТЕРДІҢ САПАСЫН АРТТЫРУ МІНДЕТІ МЫСАЛЫНДА СЕЙСМИКАЛЫҚ БАРЛАУ ЖҰМЫСТАРЫНЫҢ ДЕРЕКТЕРІН КИНЕМАТИКАЛЫҚ ТҮСІНДІРУДІҢ ЦИФРЛЫҚ КӨМЕКШІЛЕРІН ПАЙДАЛАНУҒА КӨШУ

П.А. Авдеев, А.К. Базанов, И.И. Ефремов, Р.Ф. Мифтахов

«ГридПоинт Дайнамикс» ААҚ, Мәскеу қ-сы, Ресей

Қазіргі заманғы сейсмикалық барлаудың алдында, геологиялық жағдайы күрделі өңірлерде процестерді автоматтандыру және жұмыс нәтижелерінің дұрыстығын арттыру міндеттері бұрынғыша тұр. Сейсмикалық барлау жұмыстарының циклінде кинематикалық түсіндіру кезеңі маңызды орын алады, оның басты мақсаты геологиялық қиманың құрылымдық ерекшеліктерін толық түсіну және нақты зерттеу аймағының негізделген геологиялық моделін алу болып табылады.

Жұмыстың осы кезеңіндегі қателік бағасы өте жоғары, бірақ түсіндіру процестері айтарлықтай еңбекті қажет етеді, ал нәтижелерде қателіктер жиі кездеседі. Стандартты алгоритмдер мен әдістемелік тәсілдер қойылған міндеттердің толық спектрін шешуді толық көлемде қамтамасыз етпейді, бұл сейсмикалық барлау деректерін интерпретациялаудың жаңа тәсілдерін іздеу қажеттілігін негіздейді.

Соңғы жылдары өндірістік мәселелерді шешу үшін жасанды интеллект мүмкіндіктерін тарту мәселелері көбірек қызығушылық тудыруда. Машиналық оқыту және терең нейрондық желілер арқылы жасанды интеллектті қолдануға негізделген сейсмикалық барлау деректерін кинематикалық түсіндіру кезеңінің міндеттерін шешудің жаңа тәсілдері ұсынылады:

– бастапқы сейсмикалық материалдың сапасын жақсарту және құрылымдық түсіндіру кезеңін жеңілдету үшін жиынтық сейсмикалық деректердің тұрақты емес кедергілерін жою технологиясы;

– бұзушылық жүйелерін ықтималды болжау және толық тектоникалық модель алу технологиясы.

Теориялық негіздер ұсынылған және әртүрлі геологиялық жағдайларда құрылымдық құрылыстар кезеңінде субъективизмді және уақыт шығындарын айтарлықтай қысқарту үшін интерпретация кезінде нейрондық желілерді пайдаланудың артықшылықтарын растайтын нақты өндірістік жобалар сериясында технологияларды қолдану нәтижелері көрсетілген.

Негізгі сөздер: сейсмикалық интерпретация, тектоникалық бұзылулар, сейсмикалық жазудың шу әсерлері, тектоникалық модель, автоматика, жасанды интеллект, машиналық оқыту, терең нейрондық желілер, әдістеме.

TRANSITION TO THE USE OF DIGITAL ASSISTANTS IN THE KINEMATIC INTERPRETATION OF THE DATA OF SEISMIC EXPLORATION BY THE EXAMPLE OF THE PROBLEM OF IMPROVING THE QUALITY OF SEISMIC DATA AFTER SUMMATION AND RELIABILITY OF THE TECTONIC MODEL FORECAST

P.A. Avdeev, A.K. Bazanov, I.I. Efremov, R.F. Miftakhov

GridPoint Dynamics LLC, Moscow, Russia

Modern seismic exploration still faces the challenges of automating processes and increasing the reliability of work results, especially in regions with complex geological conditions. An important place in the cycle of seismic surveys is occupied by the stage of kinematic interpretation, the main purpose of which is a detailed understanding of the structural features of the geological section and obtaining a reasonable geological model of a particular region of study.

The cost of an error at this stage of the work is quite high, but the interpretation processes require significant labor costs, and the results often contain errors. Standard algorithms and methodological approaches do not fully provide solutions to the full range of tasks, which necessitates the search for new approaches to the interpretation of seismic data.

In recent years, there has been increasing interest in attracting the capabilities of artificial intelligence to solve production problems. New approaches to solving the problems of the stage of kinematic interpretation of seismic data based on the use of artificial intelligence through machine learning and deep neural networks are proposed:

- technology of elimination of irregular noises of the total seismic data to improve the quality of the initial seismic material and simplify the stage of structural interpretation;*
- technology of probabilistic forecast of disturbance systems and obtaining a detailed tectonic model.*

Theoretical foundations are presented and the results of applying technologies on a series of real production projects are demonstrated, which confirm the advantages of using neural networks in interpretation to eliminate subjectivity and significantly reduce time costs at the stage of structural constructions in various geological conditions.

Keywords: seismic interpretation, tectonic faults, noise effects of seismic recording, tectonic model, automation, artificial intelligence, machine learning, deep neural networks, methodology.

Информация об авторах

***Авдеев Павел Алексеевич** – ведущий геофизик, p.avdeev@geoplat.com.

Ефремов Игорь Иванович – генеральный директор, i.efremov@geoplat.com.

Мифтахов Руслан Фанисович – технический директор, r.miftakhov@geoplat.com.

Базанов Андрей Константинович – директор департамента развития бизнеса, a.bazanov@geoplat.com.

ООО «ГридПоинт Дайнамикс», г. Москва, Россия

*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.245
МРНТИ 52.47.15

ВЯЗКОУПРУГИЕ СИСТЕМЫ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

М.Е. Логинова, Ф.А. Агзамов

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»,
г. Уфа, Россия

Одним из важнейших факторов, обеспечивающих необходимое качество крепления скважин, является применение эффективных буферных жидкостей, среди которых следует выделить вязкоупругие системы, обеспечивающие наилучшее вытеснение промывочной жидкости в процессе цементирования.

В статье рассмотрен механизм полимеризации вязкоупругих систем при использовании полиакриламида, сшитого катионами поливалентных металлов, и перспективы применения этих систем при креплении скважин. Показаны модели течения вязкоупругих систем и их отличия, обусловленные наличием у вязкоупругих систем нормальных напряжений. Приведено обоснование компонентного состава вязкоупругих систем и их основных свойств, обеспечивающих эффективность данных систем в качестве буферных жидкостей, а также описаны приборы для исследования.

Экспериментально подтверждено, что при выборе поливалентного катиона в качестве «сшивателя» вязкоупругих систем необходимо использовать добавки с наибольшей степенью окисления, которые повышают скорость набора прочностных характеристик. Экспериментально обоснованы наиболее рациональные соотношения компонентов и доказана лучшая удерживающая способность вязкоупругой буферной жидкости по сравнению с другими видами буферных жидкостей, исключающая переток цементного раствора вниз в затрубном пространстве скважин после окончания процесса цементирования.

На оригинальных установках доказана наилучшая степень очистки ствола скважины в зонах каверн при ламинарном режиме течения. Для минимизации негативного влияния полимерных пленок от вязкоупругих систем на сцепление цементного камня с обсадными колоннами рекомендовано после порции вязкоупругой буферной жидкости закачивать порцию жидкости, содержащей деструктор полимера.

Ключевые слова: буферная жидкость, затрубное пространство, вязкоупругие системы, полимер, реология.

Введение

Буферные жидкости являются неотъемлемой технологической жидкостью при цементировании любых скважин [1–4]. Закачиваемые перед цементным раствором буферные жидкости предупреждают его смешивание с промывочной жидкостью и предупреждают ухудшение разделяемых систем. Важнейшей функцией буферных жидкостей является повышение эффективности удаления промывочной жидкости из каверн, т.е. повышение степени замещения промывочной жидкости тампонажным. Кроме того, буферные жидкости должны удалять фильтрационную корку со стенок скважины, отмывать пленку бурового раствора со стенок обсадной колонны и выполнять ещё многие другие функции.

Естественно, что для эффективной

работы буферные жидкости должны обладать целым рядом свойств, среди которых наиболее важными являются реологические характеристики, плотность и др. [5, 6].

Среди множества видов буферных жидкостей особое внимание привлекают вязкоупругие системы (далее – ВУС), которые получили большую популярность в нефтегазовой отрасли, в т.ч. при строительстве скважин, где они используются для удаления шлама в горизонтальных стволах скважины. Однако наибольшее применение ВУС нашли в качестве буферных жидкостей при креплении скважин.

О механизме полимеризации ВУС

ВУС – это растворы полимеров, которые представляет собой поликонденсационную сетчатую структуру, сшитую

ионами поливалентных металлов [7]. Благодаря структуре, образованной химическими связями, система обладает одновременно вязкими и упругими свойствами, обусловленные наличием нормальных напряжений при движении жидкости. Данная система не подчиняется привычным моделям и законам движения жидкости, что дает необычные результаты в исследовании этой системы [8–10].

Среди наиболее отличительных особенностей вязкоупругих систем можно выделить наличие у них нормальных напряжений, что проявляется, например, в эффекте Вайсенберга, суть которого состоит в том, что при вращении в вязкоупругой жидкости лопастной мешалки ВУС «ползет» вверх по стержню, тогда как в традиционных вязких или вязкопластичных жидкостях обычно образуется воронка [11].

Именно наличие нормальных напряжений обеспечивает данному типу жидкостей уникальные свойства, обеспечивающие их высокую эффективность в процессах строительства скважин [12, 13].

ВУС обладают промежуточными свойствами между растворами полимеров и резиноподобными телами. Благодаря сетке, образованной химическими связями, для них характерны конечные упругие деформации.

Поликонденсация происходит за счет «сшивки» макромолекул полимеров ионами многовалентных металлов. Скорость сшивки можно регулировать содержанием солей, pH среды, а при высоких температурах добавками реагентов, замедляющих процесс сшивки. В качестве замедлителей используют вещества, образующие с ионами металла, применяемого для сшивки, водорастворимые комплексные или хелатные соединения. Термостабильность сшитых гелей различна, поэтому в зависимости от требуемой температуры выбирают тот или иной ион металла или их смесь. Механизм взаимодействия полимерных реагентов (полиакриламидов (далее – ПАА), полисахаридов, биополимеров) с поливалентным катионом заключается в том, что при вводе в раствор полимера катионов поливалентных металлов происходит формирование мостичных связей между макромолекулами, в результате чего последние теряют кинетическую самостоятельность, а образующаяся система лишается способности необратимо

деформироваться (течь). В процессе гелеобразования макромолекулы полимеров в присутствии ионов поливалентных металлов образуют трехмерную сетчатую структуру высокой механической прочности, внутри которой иммобилизуется жидкость (вода). Механизм гелеобразования включает образование поперечных связей между соседними макромолекулами через взаимодействие свободных карбонильных, карбоксильных и гидроксильных групп полимеров с ионами поливалентных металлов.

В то же время после применения ВУС в качестве буферной жидкости на стенках обсадной колонны и стенках скважины остается полимерная пленка, снижающая качество контакта цементного камня с ограничивающими поверхностями. В конечном счете это может проявиться в ухудшении результатов акустической цементометрии. В этой связи важно знать эффективность различных реагентов деструкторов ВУС для того, чтобы их использовать в составе порции буферной жидкости, закачиваемой после ВУС.

В работе [14] рассмотрены деструкторы кислотного типа, механизм действия которых основан на понижении pH и разрушении связей, образованных поливалентными металлами. В качестве деструкторов были рассмотрены серная, соляная, лимонная; сульфаминовая, уксусная и щавелевая кислоты [14]. При этом было показано, что основное действие деструкторов направлено больше на разрушение связей ионов металла, чем на понижение среды pH. Кроме кислот, существует еще несколько типов деструкторов, например, перекись водорода, окислители, энзимы.

Теоретические аспекты реологии ВУС

Первые модели для вязкоупругого материала были предложены Д.Т. Максвеллом (рис. 1) и Т.У. Кельвином (рис. 2) [8]. Модель Максвелла представляет собой последовательно соединенные пружину и демпфер, причем в данной модели напряжение одинаково в каждом элементе, а общая деформация равна сумме деформаций демпфера и пружины.



Рисунок 1. Модель Максвелла

Соотношение между напряжением и деформацией для модели Максвелла описывается формулой (1):

$$\frac{\sigma}{G} + \frac{\sigma'}{\eta} = \dot{\varepsilon} \quad (1)$$

Модель Кельвина представляет собой параллельное соединение пружины и демпфера, при этом деформации в каждом элементе одинаковые. Общее напряжение равно сумме напряжений на обоих элементах (рис. 2).

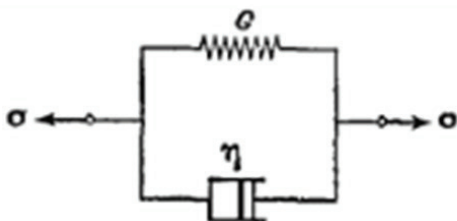


Рисунок 2. Модель Кельвина

Соотношение между напряжением и деформацией для модели Кельвина описывается формулой (2):

$$\sigma = G\varepsilon + \eta\dot{\varepsilon} \quad (2)$$

Однако последующие исследования ВУС показали, что простые модели Максвелла и Кельвина не дают точного описания движения реальных ВУС и потому требуют более сложных комбинаций моделей «пружина - демпфер».

В частности, известны трех- и четырехпараметрические модели. Последняя способна описать уже 3 основных типа поведения среды, поскольку она объединяет в себе мгновенную упругую реакцию за счет пружины и течение вязкой жидкости трехпараметрической модели (рис. 3) [8].

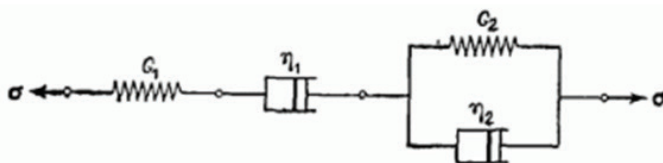


Рисунок 3. Четырехпараметрическая модель вязкоупругой жидкости

Для описания принципа действия данной модели применяют соотношение возникающих напряжения и деформации на каждом участке узла формулой (3):

$$p_1 \ddot{\sigma} + p_2 \dot{\sigma} + p_3 \sigma = r_1 \ddot{\varepsilon} + r_2 \dot{\varepsilon} + q_3 \varepsilon \quad (3)$$

где p и q – коэффициенты, зависящие от способа соединения элементов в модели.

В то же время нет работ, показывающих необходимые требования по основным свойствам ВУС, обеспечивающим наилучшую эффективность их применения в качестве вязкоупругих буферных жидкостей (далее – ВУБЖ).

При этом надо учитывать, что ВУБЖ закачивается в обсадные трубы, а затем переходит в затрубное пространство перед тампонажными растворами с помощью цементировочных агрегатов. Однако приготовленная высоковязкая ВУС с хорошими вытесняющими свойствами может не «захватываться» для закачки даже поршневыми или плунжерными насосами. Наличие высоковязкой пачки, движущейся

в трубах и затрубном пространстве, может привести к повышению давления на насосах или на пласты в скважине, провоцируя поглощение технологических жидкостей или гидроразрыв пластов. Очевидно, следует оценить допустимые значения реологических свойств ВУС или определить время набора прочности структуры.

Методы исследования и применяемые материалы

Основными требованиями, предъявляемыми к ВУС, используемым в качестве ВУБЖ, являются: прочность и однородность структуры, минимальное водоотделение, способность к заполнению затрубного пространства, удержание столба цементного раствора, недопущение его перетока под ВУС, восстановление основных свойств после деформации.

После анализа имеющихся составов ВУС для проведения исследований использовались следующие ингредиенты:

- в качестве поставщиков катионов – бихромат натрия и сульфат алюминия;

– в роли полимера – ПАА типов Flodrill Pam 1040 и Flodrill TS 705.

Бихромат натрия – это нелетучие кристаллы от светло-оранжевого до темно-красного цвета, хорошо растворимые в воде и полярных растворителях. Данный продукт является сильным окислителем, химическая формула $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$. Катион хрома обладает степенью окисления +6.

Сульфат алюминия – сложное неорганическое соединение соли алюминия и серной кислоты, которое может образовывать кристаллогидраты с разным содержанием воды и имеет химическую формулу $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$. Катион алюминия обладает степенью окисления +3.

Flodrill TS 705 – это акрилат натрия, бесцветный порошок, применяемый для контроля водоотдачи в тампонажных и буровых растворах, а также для защиты чувствительных структур дисперсных систем от повреждений. Хорошо снижает фильтрацию растворов и применим при высоких давлениях и температурах.

Flodrill PAM 1040 – частично гидролизованый ПАА, применяемый в качестве загустителя бурового раствора, а также в роли ингибитора набухания глин.

Готовность ВУС оценивалась по упругой характеристике, полученной с помощью конуса Ребиндера [15]. При известном весе конуса и измеренной площади его контакта с ВУС во время погружения рассчитывается сопротивление погружению конуса, которое косвенно характеризует вязкоупругие свойства системы.

Реологические свойства полученных ВУС исследовались с помощью высокоточного реометра HAAKE MARS III методом «плоскость - плоскость», позволяющим измерять различные типы жидкостей для составления реологических характеристик,

особенно для вязких систем. Данное оборудование представляет собой аппаратно-программный комплекс, состоящий из измерительного устройства (ротационный вискозиметр) с цифровым интерфейсом и персонального компьютера, снабженного программным обеспечением для управления измерительным устройством и обработки данных экспериментов. Также в установке HAAKE MARS III имеется дополнительная опция RheoWin для измерения образцов в осевом направлении (воздействии в вертикальном направлении нажатием или растяжением образца, с фиксацией положения зонда, приложенных напряжений и сил [16, 17]). По полученным данным можно определить тип жидкости, реологические характеристики, зависимости от тангенциального, нормального или температурного воздействия на систему. Данный реометр использует 3 вида испытаний: сдвиговой тест, осцилляционный тест и тест ползучести. Первый тест определяет зависимость напряжения сдвига и скорость сдвига. Осцилляционный тест является одним из самых эффективных методик исследования ВУС. Другие тесты, полученные на этом приборе, позволяют охарактеризовать упругость исследуемых систем. Тест ползучести в большой степени подходит для изучения ВУС.

Для изучения других свойств ВУС использованы стандартные приборы и оригинальные установки.

Результаты экспериментальных исследований ВУС

Оценка прочности ВУС. Влияние сшивателей – поливалентных металлов – на прочностные показатели ВУС показано в табл. 1.

Таблица 1. Влияние сшивателей на скорость набора вязкоупругих свойств ВУС

Время, мин	Сила сопротивления погружению конуса при использовании сшивателей, Па	
	$\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$	$\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$
0	30,4	32,1
2	38,4	43,5
4	42,8	51,2
6	51,2	61,2
12	61,6	75,3
18	75,3	85,3
24	78,9	90,1

Из табл. 2 видно, что наиболее быстрая скорость набора вязкоупругих харак-

теристик наблюдается у бихромата натрия. Это связано с большой степенью окисле-

ния поливалентного металла. Отдав электрон внешнего слоя кислороду, тем самым став положительно заряженным ионом со степенью окисления 6+, хром при взаимодействии частично гидролизованым полиакриламидом образует ионную связь с макромолекулами полимера (рис. 4), которая обладает более сильными прочностными характеристиками, чем, например, при использовании реагентов с катионом

алюминия, у которого степень окисления равна 3+.

Однако высокая степень окисления катиона металла не всегда положительно сказывается на седиментационной и агрегативной устойчивости системы. При концентрации полимера более 7–8% ПАА коагулировал и выпадал в осадок в виде полимерных шариков.

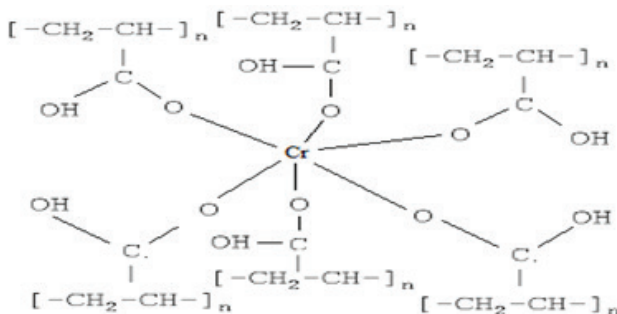


Рисунок 4. Структурная формула гидролизованного ПАА с бихроматом хрома

Проведенные эксперименты показали, что лучшие результаты получены при использовании в качестве структурообразователя Flodrill PAM 1040, в роли сшивателя бихромат натрия $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$. В состав ВУС входили:

- Flodrill PAM 1040 с постоянной концентрацией 4%;
- бихромат натрия с концентрациями (0,25–4%);
- техническая вода 150 мл.

Оценка реологических свойств ВУС

Исследовались реологические характеристики ВУС при концентрациях $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ и ПАА в соотношениях 1:1; 3:4; 1:2; 1:4; 1:6; 1:8; 1:16 и температуре 25°C. Скорости сдвига соответствовали течению этих жидкостей в обсадных трубах (500 с⁻¹) и в затрубном пространстве скважины (227 с⁻¹). Полученные следующие представлены на рис. 5–7.

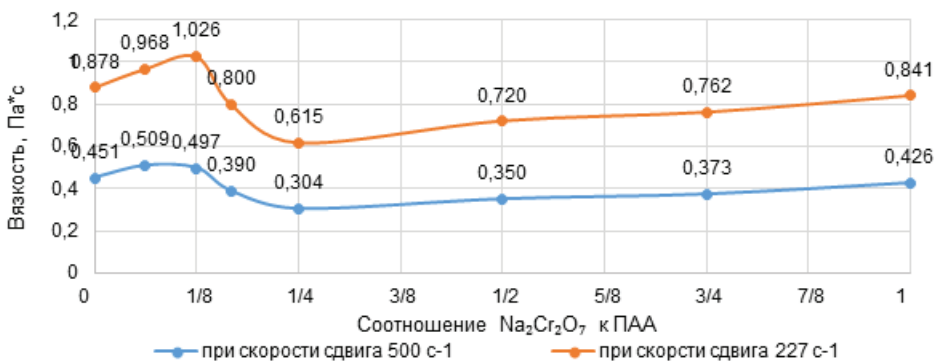


Рисунок 5. Влияние концентрации $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ на вязкость ВУС

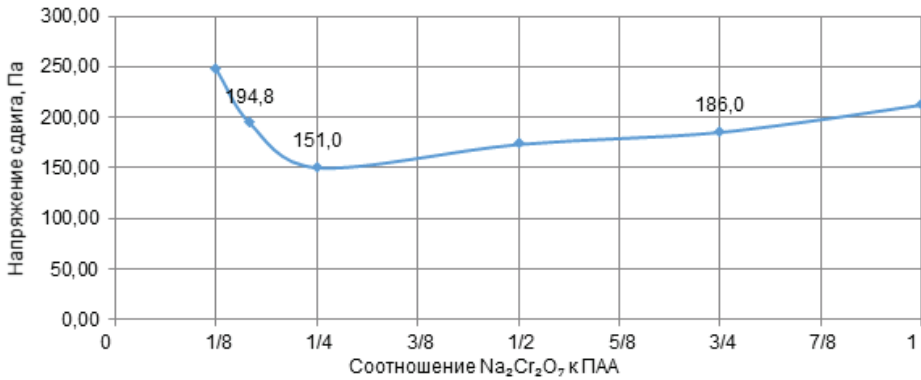


Рисунок 6. Влияние $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ на напряжения буферной жидкости в трубном пространстве при $\tau = 500 \text{ с}^{-1}$

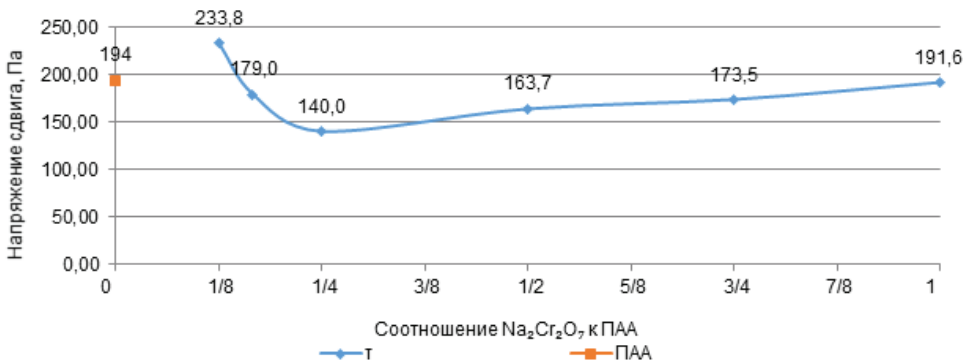


Рисунок 7. Влияние $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$ на напряжения буферной жидкости в затрубном пространстве при $\tau = 227 \text{ с}^{-1}$

Результаты экспериментов, приведенные на рис. 5–7, показали, что при соотношении $\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$: ПАА = 1:8 вязкость буферной жидкости является более оптимальной [5]. Возможно, это связано с выпрямлением сетчатой структуры макромолекул полимера с увеличением силы ионизации полимера. При добавлении в систему поливалентного металла образуются полимеры – полиэлектролиты (рис. 8).

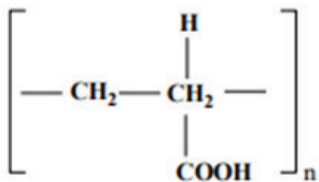


Рисунок 8. Структурная форма полимерного (полиакрилового) полиэлектролита

В диапазоне соотношений 0–1/8 концентрация катионов хрома мала, возникающие электростатические силы отталкивания макромолекул полимера минимальны и недостаточны для разворачивания цепи полимера (рис. 9, а).

С повышением концентрации катионов металла в диапазоне 1/8–1/4 степень ионизации полученных полимеров значительно выше, чем исходных поликислот, следовательно, сила электростатического отталкивания выше. При соответствующих силах электростатического отталкивания это приводит к разворачиванию молекулярной цепи и к сильному увеличению размеров клубков (рис. 9, б). В таком положении трение между клубками полимера меньше, чем в сжатом положении цепи, следовательно, меньше вязкость.

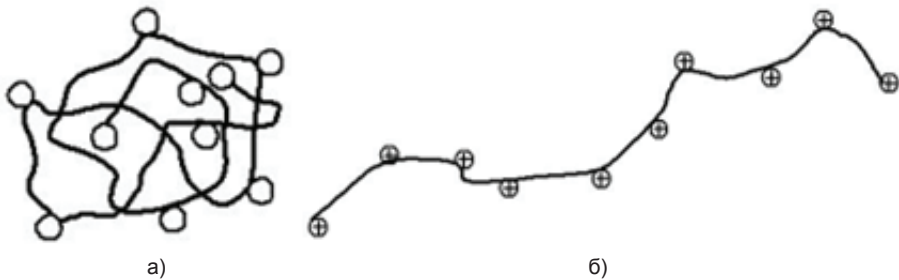


Рисунок 9. Структура макромолекул полиэлектrolита в неионизованном (а) и ионизованном (б) состоянии

При концентрации бихромата натрия в диапазоне 1/4–1 развёрнутые полимерные цепи полимера начинают полностью переходить к вытянутым конфигурациям. При этом степень ионизации увеличивается, и влияние электростатических сил возрастает. Образованные цепи увеличиваются в размерах, и возникает вторичный электровязкостный эффект, благодаря силам электростатическим отталкивания [18].

Поскольку степень очистки ствола скважины и вытеснение бурового раствора зависят от соотношения вязкостей контактирующих жидкостей, по результатам испытаний оптимальным соотношением концентрации бихромата натрия и ПАА (Flodril PAM 1040) является диапазон 1/16–1/8.

Исследование удерживающей способности ВУС

Сравнивались 3 вида буферных жидкостей:

1. Буферная жидкость № 1 на основе ПАА (Flodril) 4%, бихромата натрия 0,5% и технической воды.
2. Буферная жидкость № 2, приготовленная на основе сухого буферного порошка Азимут БХ с армирующим наполнителем ВСМ-II-6.
3. Буферная жидкость № 3 на основе технической воды с хлопчатобумажным наполнителем.

В качестве тампонажной смеси был использован портландцемент тампонажный (далее – ПЦТ) I-G-CC-1, с водоцементным отношением 0,5.

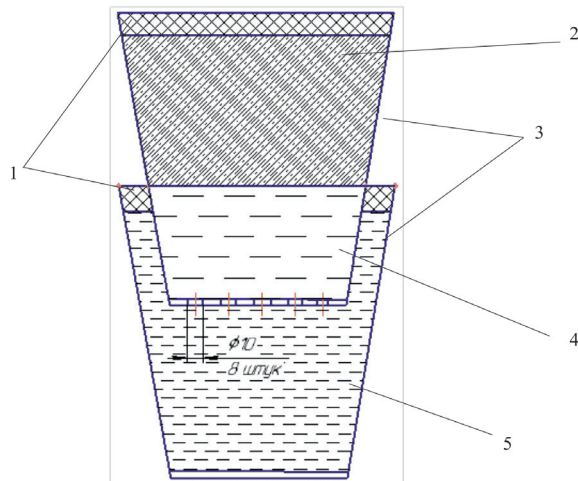


Рисунок 10. Схема прибора для оценки удерживающей способности буферной жидкости

1 – резиновые прокладки; 2 – цементный раствор; 3 – стаканы; 4 – буферная жидкость; 5 – техническая вода

Для оценки удерживающей способности буферных жидкостей использовано оборудование, показанное на рис. 10. В

верхний перфорированный стакан заливались испытуемые буферные жидкости, поверх которых заливался цементный

раствор. Через 8 ч испытания буферный раствор на основе технической воды с хлопчатобумажным наполнителем не смог удержать тампонажный раствор, тогда как другие буферные жидкости достаточно хорошо препятствовали смещению контактирующих растворов. Однако во время ожидания затвердевания цемента (далее – ОЗЦ) через буферную жидкость № 2 произошло языковое перетекание цементного раствора.

Исследование процессов вытеснения буферной жидкости технологических жидкостей. Эксперименты проводились на установке, описанной в [19], которая представляла собой модель наклонного участ-

ка скважины (30°) с находящейся в ней обсадной колонной. В качестве вытесняемой жидкости использован глинистый раствор плотностью 1100 кг/м³. При этом критерии подобия раствора в модели и в реальной скважине соблюдались.

Для проведения экспериментов использованы 3 вязкоупругих буферных жидкости:

- ВУС Азимут БХ;
- 4%-ый ПАА (Flodril PAM 1040) без сшивателя;
- 4%-ый ПАА (Flodril PAM 1040) с сшивателем.

Результаты экспериментов представлены в табл. 2.

Таблица 2. Результаты исследования вытесняющей способности буферных жидкостей

Расход жидкости, л/с	Буферная жидкость	Объем образовавшейся смеси, л	Коэффициент вытеснения	Коэффициент смешения
1,5	Азимут БХ	6,3	0,697	0,303
	Flodrilpam 1040	5,7	0,796	0,204
	Flodrilpam 1040 с сшивателем	4,9	0,884	0,116

При использовании установки с моделью каверны [20] было показано, что вязкоупругий буфер перемещался по всему объему каверны, полностью заполняя кольцевое пространство скважины. При этом отсутствовало смешение растворов и не наблюдалось застойных зон в каверне. Вытеснение двух растворов было наиболее полным, по сравнению с замещением тех же растворов, но без ВУБЖ.

Оценка влияния полимерной пленки на адгезию цементного камня с обсадной колонной

В качестве тампонажной смеси был использован ПЦТ I-G-CC-1 с водоце-

ментным отношением 0,5. Промывочная жидкость была представлена полимерглинистым раствором включающем (бентонит – 6%, биоксан – 0,2%, КМЦ – 0,5%, мраморной крошки – 10%, Na₂CO₃ – 2%, KCl – 5%, ФХЛС – 1,5%, техническая вода). Буферная жидкость включала Flodril PAM 1040 4%, бихромат натрия 0,5% и техническую воду. Прочность контакта цементного камня с металлом оценивалась по усилию выпрессовывания цементного камня из металлических колец, которые поочередно заливались промывочной жидкостью (выдержка 10 мин), буферной жидкостью (выдержка 1 мин), цементным раствором (ОЗЦ 2–14 сут). Кроме этого, проводились

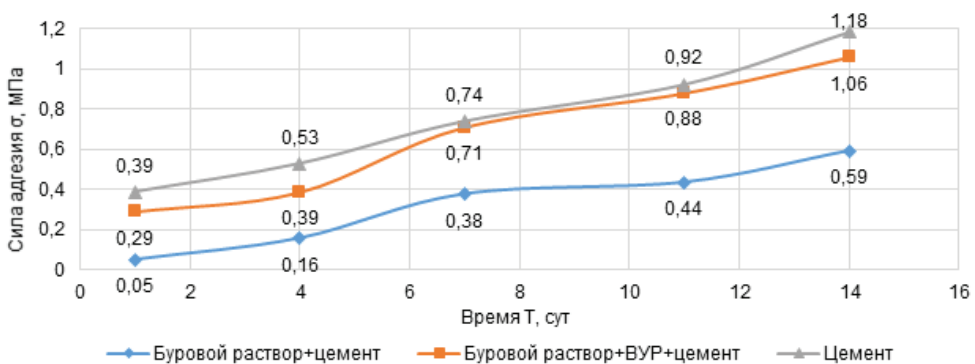


Рисунок 11. Влияние буферных жидкостей на сцепление цементного камня с металлом

испытания без использования буферной жидкости и с использованием в качестве буферной жидкости разбавленного цементного раствора плотностью 1200 кг/м³. Результаты эксперимента представлены на рис. 11.

Проведенные эксперименты показали, что образованная полимер-глинистая плёнка повышает силу адгезии цементного камня со стенкой скважины примерно на 70%. Это объясняется тем, что образованная плёнка выступает промежуточной зоной в системе «цементный камень – фильтрационная корка – горная порода». По мере гидратации и твердения цементного раствора полимер, взаимодействуя с продуктами гидратации цемента, может образовывать новые кристаллогидраты, которые имеют большую лиофильность к образованию прочностных связей с цементом камнем и, как следствие, повышают прочность и адгезию системы. Однако полимерная плёнка всё равно ухудшает качество контакта цементного камня с обсадной колонной, поэтому её лучше всего удалять. Для этого целесообразно применять комплексные буферные жидкости, включающие ВУС, для лучшего вытеснения бурового раствора из каверн, при этом вторая отмывающая порция буферной жидкости – на основе деструктора полимера, а третья порция может быть для упрочнения оставшейся части глинистой корки на стенках скважины [21].

Заключение

1. При выборе поливалентного катиона в качестве «сшивателя» вязкоупругих систем необходимо использовать добавки

с наибольшей степенью окисления, например, Cr⁺⁶ или Al⁺³.

2. Катионы с большей степенью окисления металла повышают скорость набора прочностных характеристик ВУС, по сравнению с использованием катионов металла с меньшей степенью окисления.

3. Повышение концентрации катиона хрома увеличивает вязкость системы за счет роста сил электростатического отталкивания и развёртывает в цепи полимерную сетчатую структуру. Максимальная вязкость ВУС наблюдается при соотношении концентрации бихромата натрия и ПАА (Flodril PAM 1040) 1/16–1/8.

3. ВУБЖ демонстрируют лучшую удерживающую способность по сравнению с другими видами буферных жидкостей, что исключает переток цементного раствора вниз в затрубном пространстве скважин после окончания процесса цементирования.

4. Экспериментально показано, что ВУБЖ на основе ПАА и бихромата натрия обеспечивает наилучшую степень очистки ствола скважины в зонах каверн при ламинарном режиме течения.

5. Использование ВУБЖ на 70–80% повысило прочность контакта цементного камня с металлом при наличии полимер-глинистой пленки за счет образования полимерных кристаллических полугидратов в месте контакта цементного раствора и полимер-глинистой корки.

6. Для минимизации негативного влияния полимерных пленок на сцепление цементного камня с обсадными колоннами целесообразно после порции ВУБЖ закачивать порцию жидкости, содержащей деструктор полимера.

Список использованной литературы

1. Агзамов Ф.А., Акбулатов Т.О., Аксенова Н.А., Анашкина А.Е., и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. Учебник для студентов вузов в 5 томах/под общей редакцией В.П.Овчинникова. – Тюмень, 2014, т. 1. // Agzamov F.A., Akbulatov T.O., Aksenova N.A., Anashkina A.E., and others. Tehnologiya bureniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. Uchebnik dlya studentov vuzov v 5 tomah/pod obshhei redakciei V.P. Ovchinnikova [Technology of drilling oil and gas wells. Textbook for university students in 5 volumes / under the general editorship of V.P. Ovchinnikov]. – Tjumen', 2014, v. 1.
2. Булатов А.И. Детективная биография герметичности крепи скважин. – Краснодар, Просвещение-Юг, 2008, 767 с. // Bulatov A.I. Detektivnaya biografiya germetichnosti krepri skvazhin [Detective biography of well support integrity]. – Krasnodar, Prosveshhenie-Yug, 2008, 767 p.
3. Постников В.О., Аиграфьян М.О. Способы и устройства для разрушения глинистых корок при производстве изоляционных работ в скважинах. – Тр. ВНИИКРнефть «Осложнения при бурении и цементировании скважин», Краснодар, 1973, с. 173–181. // Postnikov V.O., Aigrafyan M.O. Sposoby i ustroistva dlya razrusheniya glinistykh korok pri proizvodstve izolyacionnyh rabot v skvazhinah [Methods and devices for the destruction of clay

cakes when performing insulation work in wells]. – Tr. VNIIRneft' «Oslozhneniya pri burenii i cementirovanii skvazhin» [Proceedings of the All-Union Research Institute for Well Cementing and Drilling Fluids "Complications in Drilling and Cementing Wells"], Krasnodar, 1973, pp. 173–181.

4. Ашрафьян М.О., А.И. Булатов, А.Л. Волик, О.А. Лебедев. Влияние течение растворов на полноту вытеснения жидкостей из кольцевого пространства при цементировании скважин. – Труды Краснодарского филиала ВНИИ, 1970, вып. 23. // Ashraf'jan M.O., A.I. Bulatov, A.L. Volik, O.A. Lebedev. Vlijanie techenie rastvorov na polnotu vytesneniya zhidkosti iz kol'cevogo prostranstva pri cementirovanii skvazhin [Influence of fluid flow on the completeness of fluid displacement from the annulus during well cementing]. – Trudy Krasnodarskogo filiala VNIИ [Proceedings of the Krasnodar branch of the All-Russian Research Institute], 1970, vyp. 23.

5. Лихущин А.М., Мясисhev В.Е., Мязин О.Г. К вопросу выбора рационального типа буферной жидкости. – Электронный журнал «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море», 2013, вып. 12, с. 35–39. // Lihushin A.M., Mjasishhev V.E., Mjazin O.G. K voprosu vybora racional'nogo tipa bufornoj zhidkosti [On the issue of choosing a rational type of flush liquid]. – Jelektronnyj zhurnal «Stroitel'stvo nef'tjanyh i gazovyh skvazhin na sushe i na more» [Electronic journal "Construction of oil and gas wells on land and at sea"], 2013, vyp. 12, pp. 35–39.

6. Коптяева Е.И., Каразеев Д.В., Стрижнев В.А., Вежнин С.А., Телин А.Г. Новые сшитые полимерные составы на основе частично гидролизованного полиакриламида для ограничения водопритока и выравнивания профиля приемистости. – Нефть. Газ. Новации, 2014, №10, с. 45–49. // Koptyaeva E.I., Karazeev D.V., Strizhnev V.A., Vezhnin S.A., Telin A.G. Novye sshitye polimernye sostavy na osnove chastichno gidrolizovannogo poliakrilamida dlya ograniчениya vodopritoka i vyravnivaniya profilya priemistosti [New cross-linked polymer compounds based on partially hydrolyzed polyacrylamide to limit water influx and levele the injectivity profile]. – Neft'. Gaz. Novacii [Oil. Gas. innovations], 2014, No.10, pp. 45–49.

7. Олдройд Дж. Г. Неньютоновское течение жидкостей и твердых тел. (Под ред. Эйриха Ф.М.) – Реология, теория и приложения, М., ИЛ, 1972, 763 с. // Oldrojd Dzh. G. Nen'yutonovskoe techenie zhidkosti i tverdyh tel. (Pod red. Jejriha F.M.) [Non-Newtonian Flow of Liquids and Solids (Under the editorship of Erich F.M.)] – Reologiya, teoriya i prilozheniya [Rheology, theory and applications], Moscow, IL, 1972, 763 p.

8. Шрамм Г. Основы практической реологии и реометрии. (Пер. с англ. И.А. Лавыгина. Под ред. В.Г. Куличихина). – М., КолосС, 2003, 312 с. // Shramm G. Osnovy prakticheskoi reologii i reometrii. (Per. s angl. I.A. Lavygina. Pod red. V.G. Kulichihina) [Fundamentals of practical rheology and rheometry. (Translated from English by I.A. Lavygina. Edited by V.G. Kulichikhin)]. – Moscow, KolosS, 2003, 312 p.

9. Mezger T.G., The rheology handbook: for users of rotational and oscillatory rheometers. – Hanover, Vincentz Network, 2002, 432 p.

10. Barnes H.A. A handbook of elementary rheology. – Aberystwyth: Univ of Wales, Institute of Non-Newtonian Fluid Mechanics, 2000, 204 p.

11. Бортников В.Г. Основы технологии переработки пластических масс: Учебное пособие для вузов. – Л., Химия, 1983, 304 с. // Bortnikov V.G. Osnovy tehnologii pererabotki plasticheskikh mass: Uchebnoe posobie dlja vuzov [Fundamentals of plastics processing technology: Textbook for universities]. – L., Himija [Chemistry], 1983, p. 304.

12. Телин А., Хлебникова М., Сингизова В., Калимуллина Г., Хакимов А., Кольчугин И., Исмагилов Т. Регулирование реологических и фильтрационных свойств сшитых полимерных систем с целью повышения эффективности воздействия на пласт. – Вестник инженерингового центра ЮКОС, 2002, № 4, с. 41–45. // Telin A., Hlebnikova M., Singizova V., Kalimullina G., Hakimov A., Kol'chugin I., Ismagilov T. Regulirovanie reologicheskikh i fil'tracionnyh svoistv sshityh polimernyh sistem s cel'yu povysheniya effektivnosti vozdeistviya na plast [Regulation of rheological and filtration properties of cross-linked polymer systems in order to increase the efficiency of reservoir stimulation]. – Vestnik inzhiniringovogo centra YuKOS [Bulletin of the Yukos Engineering Center], 2002, No. 4, pp. 41–45.

13. Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р. Технология применения сшитых полимерных составов. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2017, № 2, с. 63–79. // Gumerova G.R., Yarkееva N.R. Tehnologiya primeneniya sshityh polimernyh sostavov [Technology of

application of cross-linked polymer compositions]. *Jelektronnyj nauchnyj zhurnal «Neftegazovoe delo»* [Electronic scientific journal "Oil and Gas Business"], 2017, No. 2, pp. 63–79.

14. Окроелидзе Г.В. Совершенствование технологии глушения нефтяных и газовых скважин с использованием вязкоупругих составов. – Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Уфа, 2016, 198 с. // Okromelidze G.V. Sovershenstvovanie tehnologii glusheniya neftyanyh i gazovyh skvazhin s ispol'zovaniem vyazkouprugih sostavov [Improving the technology of killing oil and gas wells using viscoelastic compositions]. – Dissertacija na soiskanie uchenoj stepeni kandidata tehničeskix nauk [Thesis for the degree of candidate of technical sciences], Ufa, 2016, 198 p.

15. Мачихин Ю.А. Реометрия пищевого сырья и продуктов: Справочник. – М., Агропромиздат, 1990, с. 175–180. // Machihin Ju.A. Reometriya pishhevogo syr'ya i produktov: Spravochnik [Rheometry of food raw materials and products: Handbook]. – Moscow, Agropromizdat, 1990, pp. 175–180.

16. Ильин С.О. Малкин А.Я., В.Г. Куличихин Применение метода высокоамплитудных гармонических воздействий для анализа свойств полимерных материалов в нелинейной области механического поведения. – *Высокомолекулярные соединения. Серия А*, 2014, т. 56, № 1, с. 99–112. // Il'in S.O. Malkin A.Ja., V.G. Kulichihin Primenenie metoda vysokoamplitudnyh harmoničeskix vozdeistvii dlya analiza svoistv polimernyh materialov v nelineinoj oblasti mehaničeskogo povedeniya [Kulichikhin Application of the method of high-amplitude harmonic effects for the analysis of the properties of polymeric materials in the nonlinear region of mechanical behavior]. – *Vysokomolekuljarnye soedinenija* [High-molecular compounds]. *Seriya A*, 2014, v. 56, No. 1, pp. 99–112.

17. Ильин С.О. Нелинейность реологических свойств при испытании полимерных материалов в режиме больших периодических деформаций. – *Высокомолекулярные соединения. Серия А*, 2015, т. 57, № 6, с. 568–581. // Il'in S.O. Nelineinost' reologičeskix svoistv pri ispytanii polimernyh materialov v rezhime bol'shih periodičeskix deformacii [Nonlinearity of rheological properties during testing polymeric materials in the regime of large periodic deformations]. – *Vysokomolekuljarnye soedinenija* [High-molecular compounds]. *Seriya A*, 2015, v. 57, No. 6, pp. 568–581.

18. Воробьева Е.В. Крутько Н.П. Полимерные комплексы в водных и солевых средах. – Минск, Ин-т общ. и неорган. химии Нац. акад. наук. Белоруссии, 2010, 175 с. // Vorob'eva E.V. Krut'ko N.P. Polimernye komplekсы v vodnyh i solevykh sredah [Polymer complexes in aqueous and salt media]. – Minsk, In-t obshh. i neorgan. himii Nac. akad. Belorussii [Institute of General and Inorganic Chemistry of the National Academy of Sciences of Belarus], 2010, 175 p.

19. Нагимов И.Р., Фатихов Р.И., Агзамов Ф.А. Экспериментальная оценка эффективности применения центраторов обсадной колонны при цементировании наклонных скважин. Булатовские чтения: материалы II Международной научно-практической конференции (2018 г.): в 5 т.: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар, Издательский Дом – Юг, т. 3, с. 206–210. // Nagimov I.R., Fatihov R.I., Agzamov F.A. Eksperimental'naya ocenka effektivnosti primeneniya centratorov obsadnoi kolony pri cementirovanii naklonnyh skvazhin [Experimental Evaluation of the Efficiency of Casing Centralizers in Cementing Deviated Wells]. *Bulatovskie chtenija: materialy II Mezhdunarodnoj nauchno-praktičeskoi konferencii (2018 g.): v 5 t.: sbornik statej / pod obshh. red. d-ra tehn. nauk, prof. O.V. Savenok*. [Bulatov's Readings: Proceedings of the II International Scientific and Practical Conference (2018): in 5 volumes: compilation of articles / under the general editorship of Doctor of Engineering Sciences, Professor O.V. Savenok] – Krasnodar, Publ. Izdatel'skij Dom – Jug, v. 3, pp. 206–210.

20. Агзамов Ф.А., Шайбеков М.С., Садртдинов Р.Р., Николаев А.И. Установка для исследования процесса вытеснения последовательно текущих жидкостей при цементировании обсадных колонн. – Патент РФ № 2017117360; заявка 18.05.2017; опублик. 25.01.2018, бюлл. № 3. // Agzamov F.A., Shajbekov M.S., Sadrtidinov R.R., Nikolaev A.I. Ustanovka dlya issledovaniya processa vytesneniya posledovatel'no tekushhih zhidkostej pri cementirovanii obsadnyh kolonn [Installation for studying the process of displacement of sequentially flowing fluids during cementing of casing strings]. – Patent of RF No. 2017117360; zajavka 18.05.2017; publ. 25.01.2018, bull. No. 3.

21. Базилевский А.В., Ентов В.М., Рожков А.Н., Лернер М.М. Распад нитей полимерных растворов. – *Высокомолекулярные соединения, Серия А*, 1997, т. № 39, № 3,

с. 474–482. // Bazilevskii A.V., Entov V.M., Rozhkov A.N., Lerner M.M. Rspad nitei polimernykh rastvorov [Disintegration of threads of polymer solutions]. – Vysokomolekulyarnye soedineniya [High-molecular compounds], Serija A, 1997, v. No. 39, No. 3, pp. 474–482.

ҰҢҒЫМАЛАРДЫҢ ҚҰРЫЛЫСЫ КЕЗІНДЕГІ ТҰТҚЫР СЕРПІМДІ ЖҮЙЕЛЕР

М.Е. Логинова, Ф.А. Агзамов

«Уфа мемлекеттік мұнай техникалық университеті» ЖБ ФМБББМ, Уфа қ-сы, Ресей

Ұңғымаларды бекітудің қажетті сапасын қамтамасыз ететін маңызды факторлардың бірі тиімді буферлік сұйықтықтарды қолдану болып табылады, олардың арасынан цементтеу кезінде жуу сұйықтығының жақсы ығысуын қамтамасыз ететін тұтқыр серпімді жүйелерді бөліп көрсету керек.

Мақалада поливалентті металл катиондарымен тігілген полиакриламидті қолдану кезінде тұтқыр серпімді жүйелерді полимерлеу механизмі және ұңғымаларды бекіту кезінде осы жүйелерді қолдану перспективалары қарастырылған. Тұтқыр серпімді жүйелердің ағымының модельдері және олардың арасындағы айырмашылықтар, тұтқыр серпімді жүйелерінде қалыпты кернеулердің болуына байланысты көрсетілген. Тұтқыр серпімді жүйелердің компоненттік құрамының және олардың негізгі қасиеттерінің негіздемесі берілген, бұл жүйелердің буферлік сұйықтықтар ретінде тиімділігін қамтамасыз етеді, сонымен қатар зерттеуге арналған құрылғылар сипатталған.

Поливалентті катионды тұтқыр серпімді жүйелердің «тігіндегіш» ретінде таңдаған кезде беріктік сипаттамалары жиынтығының жылдамдығын арттыратын ең жоғары тотығу дәрежесі бар қоспаларды қолдану қажет екендігі эксперименталды түрде расталды. Құрамдастардың ең ұтымды қатынасы эксперименталды түрде негізделген және цементтеу процесі аяқталғаннан кейін ұңғымалардың құбыр кеңістігінде цемент ерітіндісінің төмен түсуін болдырмайтын буферлік сұйықтықтардың басқа түрлерімен салыстырғанда тұтқыр серпімді буферлік сұйықтықтың жақсы ұстау қабілеті дәлелденген.

Түпнұсқа қондырғыларда ламинарлық ағыс режимі кезінде каверна аймақтарында ұңғыма оқпанын тазартудың ең жақсы дәрежесі дәлелденген. Тұтқыр серпімді жүйелерден полимерлі пленкалардың цемент тасының шегендеу бағанына бекітуінің теріс әсерін азайту үшін тұтқыр серпімді буферлік сұйықтықтың бір бөлігінен кейін құрамында полимер деструкторы бар сұйықтықтың бір бөлігін айдау ұсынылады.

Негізгі сөздер: буферлік сұйықтық, құбыр сыртындағы кеңістік, тұтқыр серпімді жүйелер, полимер, реология.

VISCOELASTIC SYSTEMS FOR WELL CONSTRUCTION

M.E. Loginova, F.A. Agzamov

UFA STATE PETROLEUM TECHNICAL UNIVERSITY, Ufa, Russia

One of the most important factors ensuring the required quality of well cementing is the use of effective flushing fluids (spacers). Among these fluids are viscoelastic systems (VES), which provide the best displacement of the drilling fluid during the cementing process.

The article discusses the mechanism of polymerization of viscoelastic systems when using polyacrylamide cross-linked with polyvalent metal cations and the prospects for using these systems for oil and gas wells cementing. Models of the viscoelastic systems flow and their differences due to the presence of normal stresses in viscoelastic systems are shown in this article. The substantiation of the component composition of viscoelastic systems and their main properties, ensuring their efficiency as flushing fluids are given. The article also provides a description of the scientific instruments that were used during the research.

It has been experimentally confirmed that it is necessary to use additives with the highest oxidation state when choosing a polyvalent cation as a "cross-linker" for viscoelastic systems. This will help to increase the rate of strength characteristics development. The most adequate

ratios of components have been experimentally substantiated and the best solids-carrying capacity of a viscoelastic flushing fluid in comparison with other types has been proven. This eliminates the possibility of cement slurry flowing down in the annular space after the completion of the cementing process.

The special installations proved the best degree of wellbore cleaning in vugular formation zones with a laminar flow regime. In order to minimize the negative effect of polymer films from viscoelastic systems on the adhesion of the cement stone to the casing strings it is recommended to inject a portion of the liquid containing the polymer destructor after a portion of the viscoelastic fluid.

Key words: spacer fluid, annulus, viscoelastic systems, polymer, rheology.

Информация об авторах

Логинова Марианна Евгеньевна – канд. физ.-мат. наук, доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», ufamel@yandex.ru.

***Агзамов Фарит Акрамович** – докт. техн. наук, профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин», faritag@yandex.ru.

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Россия

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 622.276.66
МРНТИ 52.47.27

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ОПЕРАЦИЙ ПО ТЕРМОЗАКРЕПЛЕНИЮ RCP-ПРОППАНТА И ТЕРМОРЕАГЕНТНОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ НА ПРИЗАБОЙНЫЕ ЗОНЫ ПЛАСТА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Ф.Э. Сафаров, А.А. Мамыкин, С.А. Вежнин, А.Г. Телин
ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», г. Уфа, РФ

В статье представлены результаты опытно-промышленных испытаний композиций для воздействия на призабойные зоны скважин. Это смеси неорганических или органических солей, которые при инициации кислотами выделяют тепло и газы. Суть описываемых в работе технологий заключается в закачке двух или трёхкомпонентных составов в скважины таким образом, что на забое и в призабойные зоны скважин между компонентами протекает экзотермическая реакция. Её тепловой эффект может использоваться для различных полезных целей, к которым относятся: растворение асфальтенов смол и парафинов на внутрискважинном оборудовании и в призабойные зоны скважин; разрушение газогидратных пробок; термозакрепление RCP-проппанта для исключения его выноса и порчи подвижных частей центробежных насосов данной скважины. Основным направлением использования представляемых композиций на основе доступных неорганических и органических солей является термозакрепление RCP-проппанта в трещинах гидроразрыва пласта – всего в условиях терригенных коллекторов Волго-Уральского региона произведено около трёхсот скважино-операций. Предложены технические решения для борьбы с поглощением композиций в скважинах с аномально низким пластовым давлением. Другим вариантом применения термореагентных составов в условиях консолидированных коллекторов является увеличение дебита добывающих скважин по нефти вследствие увеличения проницаемости призабойных зон пласта за счет растворения отложений асфальтенов, смол и парафинов, а также увеличения подвижности пластовой нефти за счет снижения её вязкости в результате действия выделяющегося тепла и реакционных газов.

Ключевые слова: термореагентные композиции, экзотермическая реакция, гидравлический разрыв пласта, RCP-проппант.

Освоение Волго-Уральской нефтегазоносной провинции – важный ресурс развития промышленной базы СССР в прошлом. Формировавшийся на этой базе с начала 30-х гг. прошлого века мощный нефтегазовый комплекс играет важнейшую роль для Российской Федерации и сегодня. В общей сложности на территории провинции было обнаружено более 1000 месторождений, особую роль в их открытии играл академик И.М. Губкин. Нефтеносный край обеспечил страну значительными запасами углеводородов, составляющих с начала добычи более 6 млрд т нефти и более 1 трлн м³ газа. Однако в настоящий момент значительная часть месторождений находится в заключительной стадии разработки, и существует большое количество осложнений при добыче нефти, связанных как с увеличением доли трудноизвлекае-

мых запасов в остаточных запасах нефти, так и со значительным обводнением добываемой продукции. Кроме того, остаточная нефть всегда обладает более высокой вязкостью, по сравнению с первоначальным состоянием. Известно, что в первую очередь из продуктивного пласта добывается более лёгкая подвижная нефть, при этом в пласте остаются остаточные запасы, обогащенные более вязкими и тяжелыми полярными компонентами, смолами и асфальтенами, которые гидрофобизируют поверхность породы-коллектора и призабойные зоны пласта (далее – ПЗП) добывающих скважин, осаждаясь на них. Это приводит к недостижению проектных коэффициентов извлечения нефти и снижению дебитов эксплуатационных скважин в результате коагуляции ПЗП.

В настоящее время ренессансом нефтедобычи на территории Евразийского экономического союза является использование метода гидравлического разрыва пласта (далее – ГРП) для интенсификации добычи нефти. Так была реанимирована Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция, которая при традиционных методах добычи нефти рядом крупных ученых к 1990 г. считалась бесперспективной. Сегодня в крупнейших компаниях России «Роснефть» и «Газпром нефть» делается по несколько тысяч операций ГРП в год, и абсолютное большинство новых скважин вводится в действие при помощи этого метода. Причем метод усложняется за счет увеличения количества стадий – портов или трещин, максимальное число которых уже доходит до тридцати на горизонтальных скважинах Южно-Приобского месторождения в Ханты-Мансийском автономном округе [1]. В ходе этого метода в пласт под большим давлением закачивается расклинивающий агент (проппант), как правило, керамический. Имеющийся в России песок не является альтернативой керамическим проппантам в связи с плохой формой гранул и его слабой прочностью даже после просеивания. При выносе проппанта снижается раскрытость трещины ГРП, увеличивается вероятность разрушения подвижных частей центробежных насосов, эксплуатирующих скважины. Последнее приводит к сокращению межремонтных периодов, простоям скважин, а, следовательно, к потере денег. С целью повышения эффективности операций ГРП, для решения проблемы выноса используются проппанты с покрытием из синтетических смол, отверждающиеся в пластовых условиях. Керамические осмоленные проппанты занимают почти 20% рынка, имеют обозначение RCP-проппант (Resin Coated Proppant) и закачиваются, как правило, на последней стадии проведения ГРП. При изготовлении проппантов данного вида используются преимущественно резольные и/или новолачные фенолформальдегидные смолы. Нанесение смолы осуществляется на проппант, предварительно нагретый до температуры не ниже 160 С, с последующим быстрым охлаждением [2, 3].

Самозакрепление RCP-проппанта происходит при температуре выше 66°С. Если в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции пластовые температуры,

как правило, превышают эту величину, то в Волго-Уральской они зачастую ниже. Поэтому при низких пластовых температурах для его термозакрепления требуется дополнительно обрабатывать ПЗП закачкой экзотермических составов, которые, взаимодействуя между собой, выделяют достаточное количество тепла для сшивки проппантной пачки.

Термозакрепление проппанта производят после проведения операции ГРП, но перед освоением скважины (для недопущения выноса незакрепленного проппанта из трещины). Особая подготовка к операции не требуется, предварительно производится промывка интервала перфорации и нормализация забоя. Продукты взаимодействия терморреагентных пено-солевых композиций (далее – ПСК) хорошо растворимы в воде и не влияют на освоение скважины, которое можно производить сразу после операции термозакрепления, без дополнительной подготовки и осуществления работ. Термозакрепление проппанта после ГРП применяли на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 90-х гг.; в работе [4] описан этот опыт и сама технология термозакрепления RCP в трещине ГРП. Однако особую значимость эта технология приобретает для объектов разработки с температурой до 60°С.

Кроме закрепления проппанта, экзотермические составы применяются для прогрева ПЗП, удаления асфальтосмолистых и парафиновых отложений (далее – АСПО) со стенок скважины и внутрискважинного оборудования, для улучшения фильтрационных характеристик ПЗП [5–10]. Низкие пластовые температуры, высокая вязкость нефти усугубляют проблему отложений АСПО и снижения проницаемости ПЗП. При этом дозирование ингибитора АСПО, скребкование, греющие кабели, специальные покрытия насосно-компрессорных труб, промывки растворителем АСПО, горячей нефтью не всегда эффективно решают проблему. Тема применения термохимических составов для обработки ПЗП известна достаточно давно. Например, еще 70 лет назад в Башкирии применяли обработку смесью соляная кислота + активный металл (магний, его сплав с алюминием) [11]. Отмечалось положительное действие терморазогрева ПЗП перед кислотной обработкой для месторождений с высоковязкой нефтью [9–10]. В этом случае термическое воздействие позволяет

снять диффузионный барьер перед кислотой, затрудняющий её взаимодействие с карбонатной горной породой, а выделяющийся азот создает пенную систему, играющую роль отклонителя при кислотной обработке. В работе [9] представлен подробный обзор различных термохимических систем, применявшихся для разогрева ПЗП, удаления глинистой корки бурового раствора, очистки подводных и надводных трубопроводов, а также оборудования платформ от парафиновых отложений.

Специалисты ООО «Уфимский НТЦ» разработали и запатентовали несколько экзотермических составов [12, 13], способных генерировать тепловую энергию непосредственно в ПЗП. Данные составы в случае их применения на скважине после операции ГРП за счет теплового воздействия инициируют сшивку смолы, которая покрывает соседние зерна проппантной набивки, и это приводит к слипанию зерен по площадям их контакта. Основным реагентом, входящим в состав экзотермических композиций, является нитрит натрия. Его реакции с мочевиной и нитратом аммония в присутствии карбоната натрия приводят к выделению значительных объемов тепла: изменение стандартной энтальпии реакции составляет в первом случае $\Delta H^\circ = -852$ кДж/моль [12] и $\Delta H^\circ = -314$ кДж/моль – во втором [13]. Реакция нитрита натрия с мочевиной инициируется соляной кислотой (состав ПСК-2), а с нитратом аммония – лимонной кислотой (состав ПСК-3). Особенностью технологии, а также её отрицательной стороной явля-

ется необходимость подачи компонентов композиции изолированными друг от друга буфером пресной воды оторочками, поскольку взаимодействие компонентов должно осуществляться на забое скважины и в ПЗП.

В скважинах с аномально низким пластовым давлением (далее – АНПД) может происходить поглощение рабочих растворов, что будет сопровождаться снижением эффективности метода. Поэтому для такого случая была разработана композиция ПСК-4. Особенностью композиции является способность к формированию осадка на забое скважины, напротив интервала перфорации осадка. В первую очередь закачивается смесь мочевины и нитрата натрия, активируемая соляной кислотой. В реакции между нитратом натрия и соляной кислотой образуется азотная кислота, которая дает с мочевиной осадок – комплексное соединение, исключающее коррозионное действие азотной кислоты на внутрискважинное оборудование. Далее происходит инициирование термохимической реакции за счёт взаимодействия образовавшегося осадка с закачиваемой во вторую очередь оторочкой нитрита натрия. Стандартная энтальпия реакции из расчета на 1 кг осадка энергоносителя составляет $\Delta H^\circ = -789$ кДж/моль [13]. Энергетические характеристики разработанных экзотермических составов – стандартные энтальпии реакции, а также максимально достигнутые в промышленных экспериментах температуры и давления, приведены в табл. 1.

Таблица 1. Энергетические характеристики экзотермических составов

Состав	Стандартная энтальпия реакции (ΔH°), кДж/моль	Максимальная температура реакции, °С	Забойное давление, МПа
ПСК-2	-852	149	18,0
ПСК-3	-314	151	13,7
ПСК-4	-789	119	27,0

Внедрение экзотермических составов на нефтяных месторождениях

В общей сложности силами ООО «Уфимский НТЦ» было проведено около 300 операций по термозакреплению RCP-проппанта, преимущественно с использованием состава ПСК-2. Первые опытно-промышленные испытания (далее – ОПИ) с этой композицией были проведены на месторождениях ПАО АНК «Башнефть-Добыча» в 2011 г. При каждой обработке скважины перед закачкой эк-

зотермической композиции на промысле проводили входной контроль реагентов и моделировали теплотворную способность приготовленных на устье компонентов. При их смешении регистрировали температуру, которая во всех случаях превышала 90°С. Это необходимо делать, поскольку, например, вследствие недостаточной концентрации соляной кислоты (в случае её ненадлежащего качества или разбавления при транспортировке) операция может быть unsuccessful, и проппант не закрепится.

Критерием успешности работ считался вывод скважины на постоянный режим работы (15 сут после запуска установки электроприводного центробежного насоса). При отказе насоса по причине выноса проппанта операция признавалась неуспешной. На каждый такой случай формировалась совместная комиссия из представителей ПАО АНК «Башнефть-Добыча» и ООО «Уфимский НТЦ», которые присутствовали при разборе насоса и анализировали причины его поломки. Около 98% всех проведенных операции были признаны ПАО АНК «Башнефть» успешными.

Первые ОПИ технологии термозакрепления РСП-проппанта с составами ПСК-3, ПСК-4 были проведены в 2016 г. в Самарской области на месторождениях АО «Самаранефтегаз». В качестве критериев эффективности принималось:

- отсутствие выноса проппанта непосредственно после нормализации забоя и освоения скважины;
- отсутствие выноса проппанта после ГРП во время вывода скважины на режим (значение количества взвешенных частиц в скважинной продукции (далее – КВЧ) не должно превышать средние значения по объекту/месторождению);
- отсутствие выноса проппанта во время эксплуатации скважины после ГРП (отсутствие отказа глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО) в течение 6 месяцев после ГРП по причине выхода из строя оборудования из-за повреждения проппантом).

По итогам проведенных ОПИ Заказчик принял решение о продолжении внедрения составов на своих месторождениях в 2017 г. с одновременным увеличением количества обрабатываемых скважин. Технологическую эффективность ОПИ оценивали посредством сравнения результатов операций ГРП с использованием экзотермических составов ПСК (ООО «Уфимский НТЦ») и операций без термозакрепления проппанта. Для этого применяли четкие критерии: оценку периода наработки на отказ, по сравнению со средним «базовым» периодом, принятым для конкретного месторождения, а также оценку результатов комиссионного разбора отказов центробежных насосов, эксплуатирующих скважины с ГРП, на наличие проппанта и его частиц. Кроме того, сопоставляли динамику выноса механических примесей (значение КВЧ) в пробах пластовой жидкости из скважин после ОПИ с экзотермическими составами, по сравнению со средним значением КВЧ, принятым для конкретного объекта. В табл. 2 представлена оценка технологической эффективности выполненных работ по термозакреплению проппанта (далее – ТЗП) на месторождениях АО «Самаранефтегаз». Средняя базовая наработка на отказ в скважинах с ГРП, оборудованных электроприводным центробежным насосом (далее – ЭЦН) по месторождениям Самарской области, составляет 1200 сут.

Таблица 2. Оценка технологической эффективности ОПИ на месторождениях АО «Самаранефтегаз» в период 2016–2017 гг.

Месторождение	Скважина	Пласт ГРП	Дата ТЗП	Наработка ЭЦН, сут ¹	Заключение об успешности ²
Боровское	619	Б2	26.05.16	160	Успешно
Боровское	2005	Б2	30.05.16	193	Частично успешно
Боровское	597	Б2	15.08.16	273	Успешно
Утевское	100	А2	17.10.16	629	Успешно
Обошинское	82	А3	11.05.17	1480	Успешно
Боровское ³	3	Б2	28.05.17	76	Успешно
Ново Аманакское	90	Б2	23.06.17	366	Успешно
Евгеньевское	35	Б0	15.07.17	306	Не определено ⁴
Обошинское	87	А3	15.08.17	1210	Успешно
Покровское	3713	Б2	12.09.17	172	Успешно
Якушкинское	491	А3	21.09.17	996	Не определено ⁵
Киргизовское	2	А3	22.09.17	136	Успешно

¹ по состоянию на апрель 2021 г.

² вынос проппанта не регистрировали ни в одной из операций, отказов ЭЦН не было

³ проводили геолого-технические мероприятия (далее – ГТМ)

⁴ недостижение расчетных параметров ГРП (не достигнут проектный дебит)

⁵ недостижение расчетных параметров ГРП. Вынос проппанта при освоении гибкими насосно-компрессорными трубами в ходе завершающих работ после ГРП

Основной причиной отказов при эксплуатации погружного оборудования является заклинивание секций, износ рабочих органов насоса по причине попадания механических примесей, в т.ч. проппанта и его обломков, обладающих высокой абразивной активностью.

Из табл. 2 можно увидеть, что на скважинах с ГРП, обработанных в 2017 г., отказов ЭЦН по причине выноса проппанта не зафиксировано. Результаты комиссионных разборов ЭЦН, извлеченных при ГТМ из скв. 619, 2005, 3 Боровского месторождения, показали отсутствие на приемной сетке и рабочих частях установок зерен и обломков проппанта. По скв. 82, 87 Обошинского, № 491 Якушкинского месторождений наработка ГНО по состоянию на 01.04.2021 г. составляет 1480, 1210 и 996 сут соответственно и продолжает увеличиваться. После ОПИ значительное пересыпание забоя установлено только в скв. 2005 Боровского месторождения (на 12 м), но нужно отметить, что при нормализации забоя проппант не вымывался. Отбивка забоя после проведения ОПИ (при ремонте) на скв. 619 Боровского месторождения показала увеличение забоя на 1 м. Проппанта в скважине также не наблюдалось. Эти данные свидетельствуют об успешном закреплении проппантной пакки в трещине.

Мониторинг выноса механических примесей с продукцией из обработанных скважин после спуска ЭЦН показал, что по всем скважинам после ТЗП в первые месяцы работы отмечалось превышение значений по КВЧ, по сравнению с установленным средним значением по объекту разработки. Необходимо учесть, что, как правило, механические примеси состоят из слагающих породу коллектора частиц, а интенсивность их выноса определяется степенью сцементированности пород, пластovým давлением, величиной депрессии на пласт и т.д. После установившегося режима работы скважин значение КВЧ в добываемой продукции снизилось ниже среднего значения по пласту: скв. 619 Боровское – 159 мг/дм³, скв. 597 Боровское – 148 мг/дм³. Исключение составляет скв. 2005, на которой значение КВЧ оказалось выше среднего значения – 249 мг/дм³ за

все время эксплуатации (при среднем содержании механических примесей по пласту Б2 Боровского месторождения 183 мг/дм³). В скв. 87 Обошинского месторождения (пласт А3) до проведения ГРП значение КВЧ составило выше 300 мг/дм³ (при среднем значении КВЧ по пласту – 228 мг/дм³), причем проведение ГРП с ТЗП не повлияло на содержание механических примесей в добываемой продукции. Среднее содержание механических примесей по скв. 100 Утевское (пласт А2) составило 137 мг/дм³ (при среднем содержании механических примесей на соседних куполах по А2 122 мг/дм³).

Измерение температуры реакции глубинными термометрами

Важным условием успешности операции термозакрепления RCP-проппанта является достижение температуры на забое скважины выше 66 °С (температура начала сшивки полимерного покрытия RCP-проппанта). В связи с этим производили её контроль спуском на забой термометра-манометра. Замеры температуры были выполнены при обработке скв. 100 Утевского месторождения в 2016 г., скв. 82 – Обошинского, скв. 3 – Боровского месторождений в 2017 г. Показания записи глубинной термобарометрии при проведении ТЗП на скважинах приведены на рис. 1–3.

Отметим, что при ОПИ по термозакреплению проппанта на скв. 82 Обошинского месторождения на забое наблюдалось АНПД (менее 68% от гидростатического), в связи с чем происходило интенсивное поглощение закачиваемых растворов. По этой причине интенсивный рост температуры на забое скважины был недолгим. Это означает, что для аналогичного случая в будущем с целью достижения максимального эффекта от экзотермической реакции, протекающей именно на забое скважины, необходимо применять композицию ПСК-4. Необходимо также отметить курьёзный случай при проведении ОПИ по термозакреплению проппанта на скв. 3 Боровского месторождения. Температура реакции в ходе закачки ПСК-3 превысила 150 °С, что привело к порче глубинного термометра. Однако это успешная и эффективная операция.

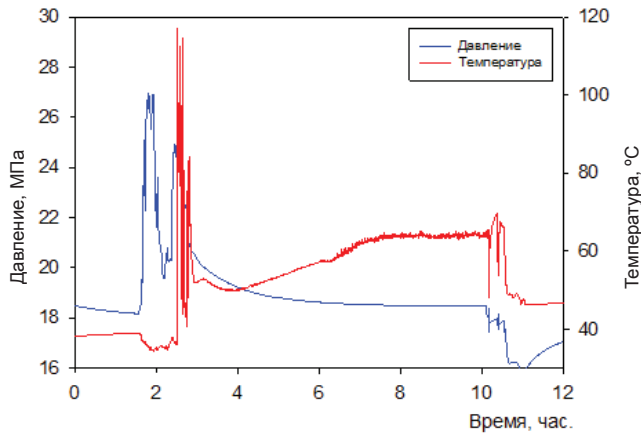


Рисунок 1. Показания глубинной термобарометрии при проведении ОПИ с композицией ПСК-4 на скв. 100 Утевского месторождения

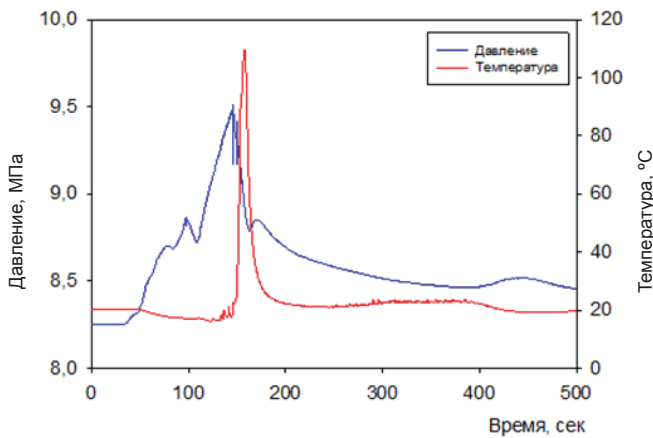


Рисунок 2. Показания глубинной термобарометрии при проведении ОПИ с композицией ПСК-3 на скв. 82 Обошинского месторождения

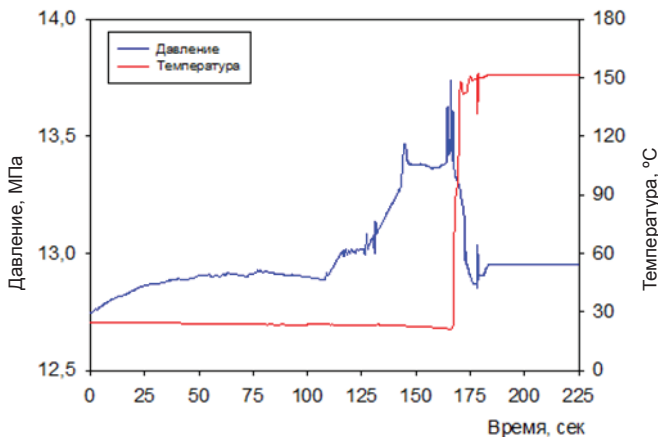


Рисунок 3. Показания глубинной термобарометрии при проведении ОПИ с композицией ПСК-3 на скв. 3 Боровского месторождения

Интенсификация добычи нефти за счет термохимии

Как уже ранее отмечалось, возможно применение экзотермических композиций со стороны добывающих скважин. Такой подход позволяет увеличить дебит по нефти за счет растворения отложений асфальтенов, смол и парафинов, что снизит кольматацию ПЗП и повысит её проницаемость. Также происходит увеличение подвижности пластовой нефти за счет снижения её вязкости в результате действия выделяющегося тепла и реакционных газов. Отметим, что на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» [5–8] композиции на основе нитрита натрия и мочевины, аналогичные ПСК-2, применялись очень широко. Главным требованием к технологии в таком её применении является наличие консолидированного коллектора, поскольку на рыхлых несцементированных песчаниках (например, пластах группы ПК Мессояхского или Русского месторождений) мы регистрировали падение проницаемости линейных керновых моделей вследствие разрушения кернов.

В данной работе представлена технология увеличения нефтеотдачи пласта (далее – МУН), оказывающая влияние на ПЗП добывающей скважины термореагентными

составами. При этом происходит восстановление коэффициента продуктивности добывающих скважин. При закачке состава наблюдаются эффекты повышения температуры и давления в ПЗП, растворение АСПО, снижение вязкости и увеличение подвижности нефти. Кроме композиции дополнительно закачивается специально подобранное поверхностно-активное вещество (далее – ПАВ) и генератор газа (карбонат аммония). ПАВ-гидрофобизатор увеличивает проницаемость ПЗП для нефти, газогенератор (карбонат аммония) выделяет CO_2 . Реакционные газы и ПАВ синергично усиливают противоточную капиллярную пропитку и увеличивают коэффициент вытеснения нефти водой за счет впитывания воды в гидрофобный пласт.

Один из случаев реализации подобного подхода с использованием экзотермических составов (аналог технологии ПСК) на одном из месторождений вязких нефтей в Республике Татарстан применяла чешская компания Galexum Technologies AG при содействии ООО «Уфимский НТЦ». На рис. 4 приведена схема операции, связанной с большеобъемной закачкой подогретых растворов нитрита натрия и нитрата аммония, активируемых соляной кислотой, в низкотемпературную залежь вязкой нефти.



Рисунок 4. Схема закачки экзотермических составов в пласт

Эффект дополнительно добытой в результате большеобъемных закачек термохимических композиций нефти зависит как от концентраций реагентов в растворах (чем раствор ближе к насыщенному, тем выше температура и эффект от воздействия), так и от закачанных объемов реагентов, мощности пласта, скорости закачки и т.д. К сожалению, для этой конкретной работы информация по эффекту предоставлена быть не может, однако можно привести результаты других аналогичных работ. Малообъемные закачки подобных растворов, например, на карбонатных отложениях Арланского (каширо-подольские отложения) и Надеждинского месторождений (фаменский ярус), приводили к увеличению дебита скважин по нефти от 20 до 100%, в наиболее успешных случаях (удачный выбор скважины, когда в результате обработки удалось значительно снизить положительный скин-фактор) – до 200% при одновременном увеличении дебита по воде до 20% [9]. Объемы закачки реагентов, приведенные в указанной работе, небольшие (несколько кубов рабочих растворов реагентов), поэтому в случае большеобъемных закачек следует ожидать более значительного эффекта.

Протекание термореагентной реакции сопровождается выделением тепла и газов. ПАВ и газогенератор – это вторичные компоненты технологии. Их роль заключается в активации противоточной капил-

лярной пропитки, которая в гидрофобном коллекторе ничтожно мала. Выделяющийся диоксид углерода совместно с ПАВ усиливают капиллярную пропитку кратно, что приводит к росту коэффициента капиллярного вытеснения нефти.

Выводы

1. На месторождениях Волго-Уральской нефтегазоносной провинции были успешно испытаны и внедрены разработанные ООО «Уфимский НТЦ» экзотермические составы марок ПСК-2, ПСК-3, ПСК-4 для термозакрепления РСП-проппанта.

2. Показания глубинной термометрии при проведении ТЗП (рост температуры выше 110°C) свидетельствуют о достижении необходимой температуры для закрепления проппанта. Применение составов после ГРП уменьшает вероятность выноса проппанта из трещины, тем самым предотвращая преждевременный отказ погружного ГНО и увеличивая межремонтный период.

3. Предложена технология интенсификации добычи нефти при помощи закачки экзотермических составов разработки ООО «Уфимский НТЦ» за счет увеличения коэффициента продуктивности скважин из-за воздействия термохимии, обеспечивающей (облегчающей) приток нефти в скважину (в результате действия температуры и газов), и растворения отложений АСПО в ПЗП.

Список использованной литературы

1. Чебыкин Н.В. 30-стадийный прорыв. – Neftegaz.RU, 2017, №6 (66), с. 22–24. // Chebykin N.V. 30-stadijnij proryv [30-stage breakthrough]. – Neftegaz.RU, 2017, No.6 (66), pp. 22–24.
2. Johnson C.K. Tse K.-T. Bisphenol-containing resin coating articles and methods of using same. – US Patent № 5916933A, 1995.
3. Пястолов А.М. Способ получения проппанта и проппант. – Патент РФ №2257465, 2003. // Pjastolov A.M. Sposob polucheniya proppanta i proppant [Method for producing proppant and proppant]. – Patent of RF No.2257465, 2003.
4. Акимов О.В., Гусаков В.Н., Мальцев В.В., Худяков Д.Л. Потенциал технологий закрепления проппанта для повышения эффективности ГРП. – Нефтяное хозяйство, 2008, № 11, с. 31–33. // Akimov O.V., Gusakov V.N., Mal'cev V.V., Hudjakov D.L. Potencial tehnologij zakreplenija proppanta dlja povysheniya effektivnosti GRP [Potential of proppant solidification technologies to increase hydraulic fracturing efficiency]. – Neftjanoe hozjajstvo [Oil industry], 2008, No. 11, pp. 31–33.
5. Сафина М., Султанова А. Новые термохимические составы для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений: обоснование перспективности и технико-экономического уровня. – Вестник инжинирингового центра ЮКОС, 2002, № 5, с. 46–48. // Safina M., Sultanova A. Novye termohimicheskie sostavy dlja udalenija asfal'tosmoloparafinovyh otlozhenij: obosnovanie perspektivnosti i tehniko-jekonomicheskogo urovnja [New thermochemical compositions for the removal of asphalt, resin and paraffin deposits: substantiation of the

prospects and technical and economic level]. – [Bulletin of the YUKOS Engineering Center], 2002, No. 5, pp. 46–48.

6. Рагулин В.В., Ганиев И.М., Волошин А.И., Латыпов О.А. Разработка технологии удаления АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования. – Нефтяное хозяйство, 2003, № 11, с. 89–91. // Ragulin V.V., Ganiev I.M., Voloshin A.I., Latypov O.A. Razrabotka tehnologii udaleniya ASPO s poverhnosti neftepromyslovogo oborudovaniya [Development of technology for the removal of asphalt, resin and paraffin deposits from the surface of oilfield equipment]. – Neftjanoe hozjajstvo [Oil industry], 2003, No. 11, pp. 89–91.

7. Рагулин В.В., Ганиев И.М., Волошин А.И., Кобка Ю., Латыпов О.А. Разработка технологии удаления АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования. – Вестник инженерингового центра ЮКОС, 2003, № 8, с. 45–47. // Ragulin V.V., Ganiev I.M., Voloshin A.I., Kobka Ju., Latypov O.A. Razrabotka tehnologii udaleniya ASPO s poverhnosti neftepromyslovogo oborudovaniya [Development of the technology for the removal of asphalt, resin and paraffin deposits from the surface of oilfield equipment]. – Vestnik inzhiniringovogo centra YUKOS [Bulletin of the YUKOS Engineering Center], 2003, No. 8, pp. 45–47.

8. Шавалеев Н.М., Латыпов О.А. и др. К методологии выбора технологии предупреждения асфальтосмолопарафиновых отложений и очистки от них нефтепромысловых коммуникаций месторождений нефти ОАО «Юганскнефтегаз». – Башкирский химический журнал, т. 8, № 3, 2001, с. 76–80. // Shavaleev N.M., Latypov O.A. and others. K metodologii vybora tehnologii preduprezhdeniya asfal'tosmoloparafinovyh otlozhenij i ochildki ot nih neftepromyslovyh kommunikacij mestorozhdenij nefti ОАО «Juganskneftegaz» [On the methodology for choosing a technology for preventing asphalt, resin and paraffin deposits and cleaning oilfield communications from them at oil fields of OJSC Yuganskneftegaz]. – Bashkirskij himicheskij zhurnal [Bashkir chemical journal], v. 8, No. 3, 2001, pp. 76–80.

9. Folomeev A. E., Magadiev A. F., Khatmullin A. R. et. al. Acidizing Combined with Heat Generating System in Low-Temperature Dolomitized Wax Damaged Carbonates. – SPE-202069-MS, 2020, 27 p. (<https://doi.org/10.2118/202069-MS>).

10. Телин А.Г. Пути повышения эффективности солянокислотных обработок скважин в карбонатных коллекторах с высоковязкими нефтями. – Труды Междунар. научно-практ. конференции «Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами», Атырау, 5–6 сентября 2019 г., т. 1, с. 477–485. // Telin A.G. Puti povysheniya jeffektivnosti soljanokislotnyh obrabotok skvazhin v karbonatnyh kollektorah s vysokovjazkimi neftmami [Ways to improve the efficiency of hydrochloric acid treatment of wells in carbonate reservoirs with high-viscosity oils]. – Trudy Mezhdunar. nauchno-prakt. konferencii «Sovremennye metody razrabotki mestorozhdenij s trudnoizvlekaemymi zapasami i netradicionnymi kollektorami» [Proceedings of the International Scientific and Practical Conference “Modern Methods for the Development of Fields with Hard-to-Recover Reserves and Unconventional Reservoirs”], Atyrau tyrau, September 5–6, 2019, v. 1, pp. 477–485.

11. Логинов Б.Г. Термокислотная обработка нефтяных скважин. – Москва, Гостоптехиздат, 1951. // Loginov B.G. Termokislotnaya obrabotka neftyanyh skvazhin [Thermal acid treatment of oil wells]. – Moscow, Gostoptehizdat, 1951.

12. Телин А.Г., Латыпов А.Р., Гусаков В.Н. Газообразующий состав для удаления воды и освоения газовых, газоконденсатных и нефтяных скважин. – Патент РФ № 2337125, 2008. // Telin A.G., Latypov A.R., Gusakov V.N. Gazoobrazujushhii sostav dlya udaleniya vody i osvoeniya gazovyh, gazokondensatnyh i neftyanyh skvazhin [Gas-forming composition for removing water and developing gas, gas condensate and oil wells]. – Patent of RF No. 2337125, 2008.

13. Мамыкин А.А., Муллагалин И.З., Харисов Р.Я. Способ термохимической обработки призабойной зоны пласта. – Патент РФ № 2587203, 2016. // Mamykin A.A., Mullagalina I.Z., Harisov R.Ja. Sposob termohimicheskoy obrabotki prizabojnoj zony plasta [The method of thermochemical treatment of the bottomhole formation zone]. – Patent of RF No. 2587203, 2016.

РСР-ПРОПАНТТЫ ТЕРМО БЕКІТУ ЖӘНЕ ӨНДІРУШІ ҰҢҒЫМАЛАР ҚАБАТЫНЫҢ КЕНЖАР МАҢЫ АЙМАҚТАРЫНА ТЕРМОРЕАГЕНТТІК ӘСЕР ЕТУ БОЙЫНША ОПЕРАЦИЯЛАРДЫ ОРЫНДАУҒА АРНАЛҒАН ТЕХНИКАЛЫҚ ШЕШІМДЕР

Ф.Э. Сафаров, А.А. Мамыкин, С.А. Вежнин, А.Г. Телин

«Уфалық Ғылыми-Техникалық Орталық» ААҚ, Уфа қ-сы, Ресей

Мақалада қабатқа айдалатын композиция компоненттері арасындағы қабат жағдайында өтетін бірқатар экзотермиялық реакциялардың жылу әсерін пайдалануға негізделген технологияларды енгізу нәтижелері келтірілген. Қол жетімді бейорганикалық және органикалық тұздарға негізделген химиялық қосылыстарды қолданудың негізгі бағыты терригендік коллекторлар жағдайында гидравликалық үзілу қабаттарының жарықтарында (Еділ-Орал аймағында үш жүзге жуық ұңғымалар) РСР-пропантын (полимерлі жабыны бар пропант) термо бекіту болып табылады.

Төмен қысымды ұңғымаларда терморезиндік композициялардың сіңуіне қарсы техникалық шешімдер ұсынылады. Шоғырландырылған коллекторлар жағдайында терморезиндік қосылыстарды қолданудың тағы бір нұсқасы асфальтен, шайыр және парафин шөгінділерінің еруі салдарынан қабаттың кенжар аймақтарының өткізгіштігінің артуы, сондай-ақ жылу мен реакциялық газдардың әсерінен оның тұтқырлығын төмендету арқылы қойнауқаттық мұнайдың қозғалғыштығын арттыру болып табылады.

Негізгі сөздер: термо реагентті композициялар, экзотермиялық реакция, қабаттың гидравликалық үзілуі, РСР пропанты.

TECHNICAL SOLUTIONS FOR PERFORMING OPERATIONS ON RCP-PROPPANT THERMAL FIXING AND THERMOREAGENT IMPACT ON THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONES OF PRODUCTION WELLS

F.E. Safarov, A.A. Mamykin, S.A. Vezhnin, A.G. Thelin

Ufa Scientific and Technical Center LLC, Ufa, Russia

The article presents the results of the implementation of technologies based on the use of the thermal effect of a number of exothermic reactions occurring in reservoir conditions between the components of the composition injected into the reservoir. The main direction of using chemical compositions based on available inorganic and organic salts is the heat fixing of RCP-proppant (polymer-coated proppant) in hydraulic fractures (about three hundred wells in the Volga-Ural region) in terrigenous reservoirs. Technical solutions are proposed to combat the absorption of thermosetting compositions in wells with low reservoir pressure. Another option for the use of thermosetting compositions in conditions of consolidated reservoirs is to increase the oil flow rate of production wells due to an increase in the permeability of bottomhole formation zones due to the dissolution of asphaltene, resin and paraffin deposits, as well as an increase in the mobility of reservoir oil due to a decrease in its viscosity as a result of the action of released heat and reaction gases.

Key words: thermosetting compositions, exothermic reaction, hydraulic fracturing, RCP-proppant.

Информация об авторах

*Сафаров Фарит Эрикович – канд. хим. наук, старший научный сотрудник отдела МУН, safarovfi@ufntc.ru.

Мамыкин Антон Александрович – канд. хим. наук, старший научный сотрудник отдела РИР и СИ, mamkinaa@ufntc.ru.

Вежнин Сергей Аркадьевич – начальник отдела МУН, vezhninsa@ufntc.ru.

Телин Алексей Герольдович – канд. хим. наук, заместитель директора по научной работе, telinag@ufntc.ru.

ООО «Уфимский Научно-Технический Центр», г. Уфа, Россия

*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.276.6
МРНТИ 52.47.27

ПЕРЕРАСПРЕДЕЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ПОТОКОВ И ПОВЫШЕНИЕ ОХВАТА ВОЗДЕЙСТВИЕМ ПУТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ГЕЛЕОБРАЗОВАНИЯ

Д. Искендеров

SOCAR, г. Баку, Азербайджан

Большинство нефтяных месторождений Азербайджана вступило в позднюю стадию разработки, характеризующуюся падением добычи нефти и ростом обводненности продукции. Для повышения эффективности разработки обводненного пласта с помощью перераспределения фильтрационных потоков и повышения охвата воздействием путём регулирования процесса гелеобразования в глубине пласта осуществляется закачка гелеобразующего реагента – водного раствора силиката натрия. Перед закачкой водного раствора силиката натрия в него добавляется карбоксилметилцеллюлозу, при этом концентрацию силиката натрия и карбоксилметилцеллюлозы в водном растворе регулируют в зависимости от температуры на данной глубине пласта и времени, необходимых для гелеобразования, а после закачки гелеобразующего реагента его проталкивают оторочкой умягчённой морской или пластовой воды.

Ключевые слова: разработка, фильтрация потоков, силикат натрия, карбоксилметилцеллюлоза, закачка, гелеобразующий реагент.

Введение

Во всём мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов и развиваются исследования, направленные на поиск научно обоснованного подхода к выбору наиболее эффективных технологий разработки месторождений. Одним из наиболее перспективных методов, применяемых на сильно истощенных, обводненных нефтеносных пластах с рассеянной нерегулярной нефтенасыщенностью, является закачка гелеобразующего реагента.

Литературный обзор

Обычные технологии заводнения не обеспечивают достаточно высокую эффективность выработки запасов нефти, а также постоянное увеличение количества нефти, содержащейся в полностью обводнённых пластах, доработка которых традиционными технологиями также нерентабельна. Данную задачу перераспределения потоков нагнетаемой в пласт воды и снижения её подвижности можно решить путём создания надёжного изолирующего экрана в водонасыщенной части пласта за счет использования осадко- и гелеобразующих реагентов и вязкоупругих составов.

Значительный вклад в решение

этой проблемы внесли Р.Х. Алмаев, М.Т. Алишаев, И.Д. Амелин, А.А. Боксерман, Л.Н. Бученков, А.Ш. Газизов, И.Ф. Глузов, А.Т. Горбунов, В.В. Давликамов, Р.Н. Дияшев, С.А. Жданов, Г.З. Ибрагимов, В.И. Кудинов, Б.И. Леви, Е.В. Лозин, А.Х. Мирзаджанзаде, Р.Х. Муслимов, Ф.Л. Саяхов, Ф.А. Селимов, М.Л. Сургучев, М.А. Токарев, Р.Н. Фахретдинов, Э.М. Халимов, Н.Ш. Хайрединов, Н.И. Хисамутдинов, Н.И. Юркив и другие.

Создание водоизолирующего экрана решается с помощью химических реагентов, которые в течение определенного времени формируют в поровом пространстве призабойной зоны водоизолирующую массу. Последняя образуется селективно лишь в водном пространстве [1–7].

Разработано значительное количество сочетаний химреагентов, каждое из которых связано с соответствующим способом использования в зависимости от условий применения.

В основу подбора реагентов для регулирования фильтрационных характеристик пород положены принципы использования как компонентов продуктивного пласта, так и введения дополнительных потоков способами, обеспечивающими геле-

образование в пласте. Гелеобразование идет не только за счет взаимодействия между реагентами и компонентами нефти и воды, но и за счет температуры пласта.

Влияние водоизолирующих реагентов на проницаемость пласта должно быть селективным, т.е. образование водоизолирующего состава должно происходить в водной фазе. Принципы создания водоизолирующих экранов в пласте за счет осадко- и гелеобразования изложены во многих работах (Р.Х. Алмаева, Л.К. Алтуниной, В.А. Кувшинова, В.В. Новгородова, Ф.А. Селимова, А.А. Эйлера и многих других).

Основная часть

При разработке нефтяной залежи перед закачкой гелеобразующего реагента – водного раствора силиката натрия – предварительно проводят геофизические исследования пласта: в водный раствор силиката натрия добавляют карбоксилметилцеллюлозу (далее – КМЦ), при этом концентрацию силиката натрия и КМЦ подбирают в зависимости от температуры на данной глубине пласта и времени, необходимых для гелеобразования, в следующем соотношении: силикат натрия 4–10%, КМЦ 0,3–1,0%, пресная вода – остальное. После закачки гелеобразующего реагента его проталкивают оторочкой умягченной морской или пластовой воды. Перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт дополнительно закачивают оторочку умягченной морской или пластовой воды.

Для повышения эффективности разработки обводненного пласта осуществляется перераспределение фильтрационных потоков и повышение охвата пласта воздействием путём регулирования процесса гелеобразования в глубине пласта.

Перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт закачивают оторочку умягченной морской или пластовой воды.

Суть предложенного метода заключается в возможности регулирования процесса гелеобразования при разработке обводненного пласта, что предупреждает преждевременное образование геля и способствует его проникновению и образованию гелевого экрана в рассчитанной зоне пласта. На основе геологических и геофизических исследований определяются необходимые для изоляции интервалы и площадь. Далее, зная геолого-физичес-

кие показатели месторождения (проницаемость, давление пластовое и забойное, вязкость жидкости и т.д.), расстояние, которое должен пройти рассчитанный объем реагента, с помощью уравнения фильтрации Дюпюи (2) находим время движения закачиваемого раствора силиката натрия с добавкой КМЦ до требуемой глубины.

Расход жидкости за определенное время:

$$Q = \frac{V}{t} \quad (1)$$

где V – объем жидкости, t – время.

Уравнение Дюпюи имеет вид:

$$Q = \frac{2\pi kh(P_k - P_c)}{b \cdot \mu \cdot \ln \frac{P_k}{P_c}} \quad (2)$$

где

k – проницаемость пористой среды;

h – мощность пласта;

P_k и P_c – давление в пласте и в скважине;

R_k и R_c – радиусы до высокопроницаемой зоны и скважины;

B – объёмный коэффициент жидкости,

μ – вязкость жидкости.

На основе этих зависимостей определяем время и берём соответствующие этому времени и пластовой температуре концентрации силиката натрия и КМЦ.

Раствор силиката натрия с добавкой КМЦ – натриевой соли целлюлозогликолевой кислоты – образует гели при пластовых температурах. Спиртовая гидроксильная группа КМЦ стимулирует процесс гелеобразования. При смешивании КМЦ с силикатом натрия рН раствора сдвигается в сторону щелочной среды. В связи с этим увеличивается время гелеобразования. При добавке КМЦ избыточное количество ионов натрия путём ионообменного процесса приводят труднорастворимые соли в легкорастворимое состояние. Оставшиеся в пластовой воде свободные ионы кальция имеют сродство с матрицей КМЦ, поэтому исключается образование труднорастворимых солей кальция.

Зная время и пластовую температуру на необходимой для изоляции глубине, определяем концентрации составляющих гелеобразующего раствора: силиката натрия и КМЦ. Добавка КМЦ к раствору способствует увеличению времени гелеобразования. Изменение концентраций силиката натрия и КМЦ позволяет регули-

ровать процесс гелеобразования. В случае если пластовая вода жесткая (хлоркальциевого типа), для предотвращения процесса коагуляции перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт закачивают умягченную морскую или пластовую воду.

Для предотвращения смешивания гелеобразующего раствора с закачиваемой для заводнения пласта водой гелеобразующий раствор проталкивают оторочкой умягченной морской или пластовой воды. В результате создания гелевого экрана на определенном расстоянии от ствола нагнетательной скважины и закупоривания высокопроницаемых обводненных участков закачанная следом вода, огибая препятствие, будет вовлекать в разработ-

ку низкопроницаемые нефтенасыщенные зоны.

Гелеобразующие композиции готовились путём перемешивания компонентов раствора: были использованы жидкое натриевое стекло или силикат натрия (ГОСТ 13078-81), КМЦ (ГОСТ 5.588-70), пресная вода.

При температурах 40, 50, 60, 70, 80, 90 и 100°C и различной концентрации растворов силиката натрия и КМЦ исследовался процесс гелеобразования [1, 2]. Приготовленные в стеклянных колбах растворы накрывали и выдерживали в водяной бане при определённой температуре до образования геля. Результаты показаны в табл. 1.

Таблица 1. Характеристики процесса гелеобразования при различных температурах и концентрациях раствора

Концентрация Na_2SiO_3 , %	Концентрация КМЦ, %	Время гелеобразования при различных температурах, ч						
		40°C	50°C	60°C	70°C	80°C	90°C	100°C
4	0,3						24	20
	0,5				30	26	22	20
	0,7				30	28	28	26
	1				30	30	28	28
6	0,3		40	38	36	30	28	26
	0,5	48	36	32	26	22	181	12
	0,7	46	44	42	38	37	35	33
	1	46	42	42	42	40	40	40
8	0,3	52	50	50	48	48	46	44
	0,5	50	50	48	48	46	46	42
	0,7	51	51	50	50	50	49	49
	1	52	52	51	51	51	50	50
10	0,3	54	54	52	50	50	48	47
	0,5	53	54	52	51	51	50	50
	0,7	53	53	53	52	52	51	51
	1	53	53	52	52	51	51	50

Как видно из табл. 1, при концентрации силиката натрия 4% и КМЦ 0,3% до температуры 90°C гелеобразования не происходит. При концентрации силиката натрия 4% и КМЦ 0,5–1% до 70°C гелеобразования не наблюдается. При увеличении температуры процесс гелеобразования идет быстрее. Физико-химические свойства приготовленных растворов при 20°C приведены в табл. 2.

Из табл. 2 видно, при добавлении КМЦ рН системы растёт, за счёт чего и увеличивается время гелеобразования. Увеличение вязкости раствора способствует выравниванию фронта вытеснения.

Для проталкивания гелеобразующего реагента и предотвращения смешивания гелеобразующего реагента с пластовой и нагнетаемой для заводнения пласта водой закачивают оторочку умягченной морской или пластовой воды, которую получают следующим способом: композицию, полученную при добавке 5% силиката натрия и 0,3% этилового спирта к пресной воде, добавляют к морской воде. В табл. 3 показаны результаты исследований влияния добавки определённого количества указанной композиции к морской воде на её основные показатели.

Таблица 2. Физико-химические свойства приготовленных растворов

Концентрация Na ₂ SiO ₃ , %	Концентрация КМЦ, %	При 20°C			рН
		Динамическая вязкость, мПа·с	Кинематическая вязкость, мм ² /с	Плотность 10 м ³ , кг/м ³	
4	-	1,2845	1,2446	1,0320	11,3
	0,3	2,0792	2,0126	1,0331	11,5
	0,5	2,2354	2,1624	1,0338	11,6
	0,7	3,2639	3,1523	1,0354	11,6
	1,0	3,6962	3,5636	1,0372	11,6
6	-	1,4128	1,3457	1,0499	11,5
	0,5	2,4572	2,3334	1,0531	11,6
	0,7	3,0618	2,9047	1,0541	11,7
	1,0	4,0288	3,9870	1,0555	11,7
8	-	1,5829	1,4825	1,0678	11,7
	0,5	2,7777	2,5932	1,0712	11,8
	0,7	2,7372	3,4835	1,0728	11,8
	1,0	4,5018	4,1913	1,0741	11,8
10	-	1,7407	1,6023	1,0864	11,7
	0,5	3,0744	2,8201	1,0902	11,8
	0,7	4,1863	3,8362	1,0913	11,9
	1,0	5,0763	4,6418	1,0936	11,9

Таблица 3. Влияние концентрации композиции на показатели воды

Концентрация композиции в морской воде, %	Ca ²⁺ , мг/л (ppm)	Mg ²⁺ , мг/л (ppm)	Поверхностное натяжение, мН/м	Угол смачивания, °	рН
0	220	828	38,7	41,1	7,8
1	60	96	20,1	33,7	8,2
3	40	36	16,5	32,1	8,8
5	20	16	11,1	29,3	9,0
7	0	0	5,3	20,9	9,7

Как видно из табл. 3, с увеличением концентрации композиции в морской воде количество ионов Ca²⁺ и Mg²⁺ в воде уменьшается. При добавке 7% композиции к морской воде количество этих ионов равняется нулю. Кроме этого, при данной концентрации улучшаются и другие показатели морской воды (поверхностное натяжение, угол смачивания и рН).

Из табл. 3 видно, что при добавке 7% композиции к морской воде соли, придающие ей жёсткость, полностью осаждаются. Далее морская вода фильтруется и полностью очищается от осадка. В результате получается умягченная морская вода. Умягченная пластовая вода получается тем же способом.

Пример 1.

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 0,25 \cdot 10^{-12} \cdot 10 \cdot (20 \cdot 10^6 - 18 \cdot 10^6)}{1 \cdot 1,3 \cdot 10^{-3} \cdot \ln(50/0,1)} = 3,89 \cdot 10^{-3} \text{ м/с}$$

На основе геологических и геофизических исследований определяют необходимые для изоляции интервалы и площадь.

Геолого-физические показатели месторождения следующие:

- проницаемость пласта $k = 0,25 \text{ мкм}^2$;
- мощность пласта $h = 10 \text{ м}$;
- давление на контуре питания $P_k = 20 \text{ Мпа}$;
- давление в скважине $P_c = 18 \text{ Мпа}$;
- объёмный коэффициент жидкости $b = 1$;
- вязкость жидкости в пластовых условиях $\mu = 1,3 \text{ мПа} \cdot \text{с}$;
- радиус контура питания $R_k = 50 \text{ м}$;
- радиус скважины $R_c = 0,1 \text{ м}$.

На основе уравнения Дюпюи (2) рассчитаем расход жидкости:

На основе геолого-физических параметров определим объем жидкости, необходимый для закачки в пласт по формуле (3):

$$V = S \cdot h \cdot m \quad (3)$$

где

S – площадь, которую необходимо заблокировать (по результатам геолого-геофизического анализа $S = 250 \text{ м}^2$);

h – мощность пласта;

m – пористость.

Таким образом, объем жидкости, необходимый для закачки в пласт, составил $V = 250 \cdot 10 \cdot 0,2 = 500 \text{ м}^3$

Определим время, необходимое для закачки композиции в пласт, по формуле (4):

$$t = V/Q \quad (4)$$

Расчет показал время, равное $t = 500 / (3,89 \cdot 10^{-3}) = 128,534 \cdot 10^3 = 35,7 \text{ ч}$

При температуре пласта 80°C и необходимом времени для гелеобразования 36 ч необходимо закачать композицию, состоящую на 6% из силиката натрия и 0,7% из КМЦ (остальное – пресная вода).

Способ также испытан в лабораторных условиях на линейной модели пласта. Рассмотрим случай для пластовой температуры 80°C . Длина линейной модели пласта составляла 0,8 м, внутренний диаметр 0,04 м. После полного насыщения пористой среды, состоящей из кварцевого песка, водой определяли её проницаемость. В экспериментальных исследованиях использовались гидрокарбонатная (щелочная) пластовая вода с $\text{pH} = 8$ и хлоркальциевая (жесткая) пластовая вода с $\text{pH} = 6$ (табл. 4).

Затем на вход модели подают раствор силиката натрия с добавкой КМЦ и проталкивают гелеобразующий раствор умягченной морской водой. В экспериментах с жесткой пластовой водой для предотвращения её смешивания с гелеобразующим раствором в модель перед раствором силиката натрия с добавкой КМЦ закачивают умягченную морскую воду. Модель закрывают с обеих концов на определенное время (время гелеобразования, указанное в табл. 1). По истечении этого времени вход модели вновь соединяется с соответствующей пластовой водой, которая способствует насыщению, и определяется проницаемость пористой среды. Например, в опыте № 2 после насыщения модели пласта щелочной водой и определения проницаемости по воде, которая составила $1,38 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, в модель закачивали 4% раствор Na_2SiO_3 с добавкой 0,5% КМЦ в размере 15% от объема пор и проталкивали раствор умягченной морской водой в размере 5% от объема пор. Далее модель закрывали на период гелеобразования 26 ч (табл. 1), по истечении которого продолжали прокачку пластовой воды и определяли конечную проницаемость ($0,63 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$). Отношение начальной проницаемости к конечной (фактор сопротивления) показывает эффективность предлагаемого способа (табл. 4).

В случае насыщения модели высокоминерализованной водой хлоркальциевого типа (жесткой водой) в модель перед гелеобразующей композицией закачивалась оторочка умягченной морской воды в размере 5% от объема пор. Для сравнения эксперименты проводились по прототипу. Результаты экспериментальных исследований показаны в табл. 4.

Таблица 4. Результаты экспериментальных исследований на линейной модели

№ опыта	Начальная проницаемость, $\text{К} \cdot 10^{-12} \text{ мкм}^2$	Рабочие агенты, закачиваемые в модель	Конечная проницаемость, $\text{К} \cdot 10^{-12} \text{ мкм}^2$	Фактор сопротивления
1	1,36	4% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	1,02	1,33
2	1,38	4% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,63	2,19
3	1,35	4% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,65	2,08
4	1,36	4% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,64	2,13
5	1,33	6% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,61	2,18
6	1,37	6% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,60	2,28
7	1,35	6% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,61	2,21
8	1,34	6% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,63	2,13
9	1,34	8% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,60	2,23
10	1,36	8% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,63	2,16
11	1,35	8% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,65	2,08

№ опыта	Начальная проницаемость, К 10^{-12} мкм ²	Рабочие агенты, закачиваемые в модель	Конечная проницаемость, К 10^{-12} мкм ²	Фактор сопротивления
12	1,32	8% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,61	2,16
13	1,34	10% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	0,63	2,13
14	1,33	10% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,61	2,18
15	1,34	10% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,61	2,20
16	1,35	10% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,59	2,29
Эксперименты с жесткой пластовой водой				
17	1,27	Умягченная вода, 4% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	1,00	1,27
18	1,25	Умягченная вода, 4% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,45	2,78
19	1,25	Умягченная вода, 4% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,42	2,98
20	1,27	Умягченная вода, 4% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,40	3,18
21	1,28	Умягченная вода, 6% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	0,41	3,12
22	1,26	Умягченная вода, 6% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,38	3,32
23	12,6	Умягченная вода, 6% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,42	3,00
24	1,27	Умягченная вода, 6% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,44	2,89
25	1,28	Умягченная вода, 8% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	0,41	3,12
26	1,27	Умягченная вода, 8% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,38	3,34
27	1,25	Умягченная вода, 8% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,44	2,84
28	1,25	Умягченная вода, 8% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	0,42	2,98
29	1,28	Умягченная вода, 10% Na ₂ SiO ₃ +0,3% КМЦ	0,47	2,72
30	1,29	Умягченная вода, 10% Na ₂ SiO ₃ +0,5% КМЦ	0,43	3,00
31	1,30	Умягченная вода, 10% Na ₂ SiO ₃ +0,7% КМЦ	0,43	3,02
32	1,29	Умягченная вода, 10% Na ₂ SiO ₃ +1,0% КМЦ	1,42	3,07
33	1,35	Na ₂ SiO ₃ – цеолитсодержащая порода, обработанная кислотой	0,95	1,42

В дальнейшем на линейных моделях пласта проведены экспериментальные исследования по изучению влияния процесса гелеобразования на вытеснение остаточной нефти из обводненного пласта. Экспериментальные исследования проводились при термостатировании 80°C в обводненной неоднородной модели пласта, содержащей в порах остаточную нефть.

После создания в линейной модели пласта, геометрические размеры которой

показаны выше, слоистой пористой среды с различной проницаемостью (проницаемость высокопроницаемого слоя пористой среды на порядок выше проницаемости низкопроницаемого слоя) в пористой среде создают начальную нефтенасыщенность и остаточную водонасыщенность. Затем нефть вытеснялась пластовой водой. Как и в предыдущей серии экспериментов, в данных исследованиях также использовались щелочная и жесткая

пластовые воды. Затем на вход модели при термостатировании (при температуре 80°C) подается раствор силиката натрия в пресной воде с добавкой КМЦ, проталкивают гелеобразующий раствор умягченной пластовой водой, и оба конца модели закрываются на период гелеобразования. В случае если вода в порах жесткая, предварительно закачивается оторочка умягченной пластовой воды в размере 5% от объема пор. По истечении времени со входа модели закачивают пластовую воду и наблюдают за вытеснением остаточной нефти. Например, в опыте № 2 после создания начальной нефтенасыщенности и остаточной водонасыщенности нефть вытеснялась щелочной пластовой водой, при этом

коэффициент вытеснения составил 0,58. Затем в модель подавался 4% раствор Na_2SiO_3 с добавкой 0,5% КМЦ в объеме 15% от объема пор, который проталкивался оторочкой умягченной пластовой воды в размере 5% от объема пор, и модель закрывалась на 26 ч (время гелеобразования). По истечении этого времени продолжали прокачку через модель пластовой воды и измеряли количество вытесненной нефти. После прокачки двух объемов пор пластовой воды из модели фильтровалась чистая вода. Коэффициент вытеснения нефти из модели после закачки реагентов составил 0,741, а прирост коэффициента нефтевытеснения 16,1% (табл. 5).

Таблица 5. Результаты экспериментов по нефтевытеснению

№ опыта	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачиваемые в модель	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента нефтенасыщения, %	Объем рабочего агента, необходимый для вытеснения остаточной нефти, в объемах пор
1	0,61	4% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,675	6,5	2,15
2	0,58	4% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,741	16,1	2,00
3	0,57	4% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,742	17,2	1,95
4	0,58	4% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,750	17,0	1,90
5	0,60	6% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,769	16,9	1,95
6	0,61	6% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,801	19,1	1,75
7	0,62	6% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,809	18,9	1,80
8	0,63	6% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,812	18,2	1,75
9	0,61	8% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,795	18,5	1,85
10	0,62	8% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,806	18,6	1,85
11	0,60	8% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,786	18,6	1,80
12	0,58	8% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,763	18,3	1,90
13	0,60	10% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,780	18,0	1,95
14	0,59	10% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,774	18,4	1,85
15	0,62	10% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,804	18,4	1,85
16	0,61	10% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,792	18,2	1,90
Эксперименты с жесткой пластовой водой					
17	0,55	Умягченная вода, 4% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,631	8,1	2,20
18	0,56	Умягченная вода, 4% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,735	17,5	2,05
19	0,56	Умягченная вода, 4% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,739	17,9	1,95
20	0,56	Умягченная вода, 4% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,745	18,5	1,85
21	0,57	Умягченная вода, 6% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,749	17,9	1,80

№ опыта	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Рабочие агенты, закачиваемые в модель	Коэффициент нефтевытеснения до закачки реагентов, д. ед.	Прирост коэффициента нефтенасыщения, %	Объем рабочего агента, необходимый для вытеснения остаточной нефти, в объемах пор
22	0,57	Умягченная вода, 6% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,767	19,7	1,70
23	0,56	Умягченная вода, 6% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,756	19,6	1,75
24	0,56	Умягченная вода, 6% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,755	19,5	1,80
25	0,58	Умягченная вода, 8% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,769	18,9	1,85
26	0,54	Умягченная вода, 8% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,730	19,0	1,85
27	0,57	Умягченная вода, 8% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,760	19,0	1,80
28	0,55	Умягченная вода, 8% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,741	19,1	1,75
29	0,58	Умягченная вода, 10% Na_2SiO_3 + 0,3% КМЦ	0,768	18,8	1,80
30	0,55	Умягченная вода, 10% Na_2SiO_3 + 0,5% КМЦ	0,739	18,9	1,90
31	0,56	Умягченная вода, 10% Na_2SiO_3 + 0,7% КМЦ	0,775	19,0	1,85
32	0,55	Умягченная вода, 10% Na_2SiO_3 + 1,0% КМЦ	0,740	19,0	1,85
33	0,59	Na_2SiO_3 – целиотсодержащая порода, обработанная кислотой	0,680	9,0	2,40

Установлено, что при закачке в случае необходимости оторочки умягченной пластовой водой, затем предложенного гелеобразующего раствора, проталкивании его умягченной пластовой или морской водой и выдержке соответственно табл. 1 и дальнейшем нагнетании пластовой воды из слоисто-неоднородной пористой среды можно вытеснить до 19,7% остаточной нефти. Отсюда можно сделать вывод, что добавка к силикату натрия КМЦ способствует более глубокому проникновению в пористую среду раствора и образованию геля. Нагнетаемая после оторочки пластовая вода подключает низкопроницаемые нефтяные зоны к разработке. Изменяя концентрации силиката натрия и КМЦ, можно регулировать время гелеобразования раствора. В исследованиях по прототипу прирост коэффициент вытеснения составил 9%.

В промысловых условиях процесс осуществляется следующим образом: на основе геологических и геофизических исследований устанавливают интервалы и площадь, необходимые для изоляции, далее определяют необходимые для данных условий концентрации силиката натрия и КМЦ и после этого обследуют состояние нагнетательной скважины (в случае необходимости промывают песчаную пробку). Далее на устье скважины готовят гелеобразующий раствор силиката натрия и КМЦ необходимой концентрации и умягченную морскую или пластовую воду. Если пластовая вода жесткая, перед закачкой водного раствора силиката натрия с добавкой КМЦ в пласт закачивают умягченную морскую или пластовую воду. Затем в скважину с помощью насосного агрегата закачивают гелеобразующий раствор. Продвигаемый по направлению высокопроницаемой зоны, гелеобразующий рас-

твор проталкивают умягченной морской или пластовой водой с последующим заводнением пласта.

Выводы

Преимуществом предложенного метода является возможность регулирования процесса гелеобразования. Гелевый

экран образуется на требуемом расстоянии от ствола нагнетательной скважины, и дальнейшая закачка воды способствует повышению охвата воздействием и, в целом, нефтеотдаче пласта. Также в эксплуатационных скважинах с помощью разработанной технологии можно регулировать приток воды.

Список использованной литературы

1. Федоров К.М., Хайрединов Н.Ш., Шамсуаров А.А., Пустовалов М.Ф., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих реагентов. – Сб. тр. НИИнефтеотдача «Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения», 2000, вып. II, с. 36–40. // Fedorov K.M., Xairedinov N.Sh., Shamcyarov A.A., Pustovalov M.F., Andreev V.E., Kotenev Ju.A., Pechepkin P.F., Nacibyllin A.A., Chizhov A.P. Prognozipovanie primeneniya termogeobpazyuyushhix reagentov [Prediction of the use of thermal gel-forming agents]. – Сб. тр. NIInefteotdacha «Metody uvelicheniya nefteotdachi tydnoizvlekaemyx zapasov. Problemy i resheniya» [Proceedings of the Scientific Research Institute of Oil Recovery “Methods of increasing oil recovery of hard-to-recover reserves. Problems and solutions”], 2000, ed. II, pp. 36–40.
2. Федоров К.М., Шамсуаров А.А., Хайрединов Н.Ш., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи и снижения обводненности продукции на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз». – Сб. тр. СибНИИ НП «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Разработка и геология», 2000, с. 23–32. // Fedorov K.M., Shamcyarov A.A., Xairedinov N.Sh., Kotenev Ju.A., Pechepkin P.F., Nacibyllin A.A., Chizhov A.P. Prognozipovanie primeneniya termogeobpazyuyushhix kompozicii dlya povysheniya nefteotdachi i snizheniya obvodnennosti produktsii na mectorozhdeniyax TPP «Uraineftegaz» [Prediction of the use of thermal gel-forming compositions to increase oil recovery and reduce the water cut of production at the fields of TPE “Uraineftegaz”]. – Сб. тр. СибНИИ НП «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Разработка и геология» [Compilation of works of SibNIINP “State, problems, main directions of development of the oil industry in the XXI century. Development and geology”], 2000, pp. 23–32.
3. Бриллиант Л.С., Новожилов В.Г., Старкова Н.Р. Способ разработки неоднородных нефтяных пластов. – Патент РФ № 2103491, МКИ E21B 43/22, опублик. 1998 г. // Brilliant L.S., Novozhilov V.G., Starkova N.R. Sposob razrabotki neodnorodnyh neftyanyh plastov [Method for the development of heterogeneous oil reservoirs]. – Patent of RF No. 2103491, MCI E21V 43/22, 1998.
4. Доброскок В.Е., Кубарева Н.Н., Юсупов И.Г. Способ разработки продуктивного пласта. – Патент РФ № 2133825, МКИ E21B 43/22, опублик. 1999 г. // Dobroskok V.E., Kubareva N.N., Yusupov I.G. Sposob razrabotki produktivnogo plasta [The method of developing a productive formation]. – Patent of RF No. 2133825, MCI E21V 43/22, 1999.
5. Тахаутдинов Ш.Ф., Гатиятуллин Н.С. и др. Способ разработки нефтяной залежи. – Патент РФ № 2157451, МКИ E21B 43/22, опублик. 2000 г. // Tahautdinov Sh.F., Gatijatullin N.S. i dr. Sposob razrabotki neftyanoi zalezhi [Method of development of oil reservoirs]. – Patent of RF No. 2157451, MCI E21V 43/22, 2000.
6. Федоров К.М., Хайрединов Н.Ш., Шамсуаров А.А., Пустовалов М.Ф., Андреев В.Е., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих реагентов. – Сб. тр. НИИнефтеотдача «Методы увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов. Проблемы и решения», 2000, вып. II, с. 36–40. // Fedorov K.M., Xairedinov N.Sh., Shamcyarov A.A., Pustovalov M.F., Andreev V.E., Kotenev Ju.A., Pechepkin P.F., Nacibyllin A.A., Chizhov A.P. Prognozipovanie primeneniya termogeobpazyuyushhix reagentov [Prediction of the use of thermal gel-forming agents]. – Сб. тр. NIInefteotdacha «Metody uvelicheniya nefteotdachi tydnoizvlekaemyx zapasov.

Проблемы и решения» [Compilation of Proceedings of the Scientific Research Institute of Oil Recovery "Methods of increasing oil recovery of hard-to-recover reserves. Problems and solutions"], 2000, ed. II, pp. 36–40.

7. Федоров К.М., Шамсуаров А.А., Хайрединов Н.Ш., Котенев Ю.А., Печеркин П.Ф., Насибуллин А.А., Чижов А.П. Прогнозирование применения термогелеобразующих композиций для повышения нефтеотдачи и снижения обводненности продукции на месторождениях ТПП «Урайнефтегаз» [– Сб. тр СибНИИНП «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Разработка и геология», 2000, с. 23–32. // Fedorov K.M., Shamcyarov A.A., Xairedinov N.Sh., Kotenev Ju.A., Pecherkin P.F., Nacibylin A.A., Chizhov A.P. Prognozirovanie primeneniya termogeleobpazyuyushhix kompozicii dlya povysheniya nefteotdachi i snizheniya obvodnenosti produktsii na mestopozhdeniyax TPP «Uraineftegaz» [Prediction of the use of thermal gel-forming compositions to increase oil recovery and reduce the water cut of production at the fields of TPE "Urayneftegaz"]. – Сб. тр СибНИИНП «Состояние, проблемы, основные направления развития нефтяной промышленности в XXI веке. Разработка и геология» [Compilation of works of SibNIINP "State, problems, main directions of development of the oil industry in the XXI century. Development and geology"], 2000, pp. 23–32.

СҮЗҮ АҒЫНДАРЫН ҚАЙТА БӨЛУ ЖӘНЕ ГЕЛЬ ТҮЗҮ ПРОЦЕСІН РЕТТЕУ АРҚЫЛЫ ӘСЕР ЕТУДІ ҚАМТУДЫ АРТТЫРУ

Д. Искендеров

SOCAR, Баку қ-сы, Өзiрбайжан

Өзiрбайжанның мұнай кен орындарының көпшілігі мұнай өндiрудiң төмендеуiмен және өнiмнің сулануының жоғарылауымен сипатталатын игерудiң кеш кезеңiне өттi. Сүзiлулік ағынын қайта бөлу арқылы сулы қабатты игерудiң тиiмдiлiгiн арттыру және қабаттың тереңдiгiнде гелдiк түзiлу процесiн реттеу арқылы әсер етудi арттыру үшiн гель түзетiн реагент – натрий силикатының сулы ерiтiндiсi айдалады. Натрий силикатының сулы ерiтiндiсiн айдамас бұрын оған карбоксилметилцеллюлоза қосылады, ал сулы ерiтiндiдегi натрий силикаты мен карбоксилметилцеллюлоза концентрациясы қабаттың берiлген тереңдiгiндегi температураға және гелдiң түзiлуiне қажеттi уақытқа байланысты реттеледi, ал гель түзетiн реагенттi құйғаннан кейiн оны жұмсартылған теңiз немесе қабат суының жиегiмен итередi.

Негiзгi сөздер: игеру, ағындарды сүзу, натрий силикаты, карбоксиметилцеллюлоза, айдау, гель түзетiн реагент.

REDISTRIBUTION OF FILTRATION FLOWS AND INCREASED EXPOSURE COVERAGE BY REGULATION OF THE GEL FORMATION PROCESS

D. Iskenderov

SOCAR, Baku, Azerbaijan

Most of Azerbaijan's oil fields have entered the late stage of development, characterized by a decline in oil production and an increase in water cut. In order to increase the efficiency of the development of a watered formation by redistributing filtration flows and increasing the impact coverage by regulating the gel formation process, a gel-forming reagent, an aqueous solution of sodium silicate, is injected in the depth of the formation. Before injection of an aqueous solution of sodium silicate, carboxymethylcellulose is added to it, while the concentration of sodium silicate and carboxymethylcellulose in the aqueous solution is regulated depending on the temperature at a given reservoir depth and the time required for gelation, and after injection of the gelling agent, it is pushed through with a slug of softened sea or formation water.

Информация об авторе

Искендеров Дашкын – докт. наук PhD, вице-президент по добыче и транспортировке нефти, газа, *dashqin.iskandarov@socar.az*.

Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (SOCAR), г. Баку, Азербайджан

УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ КОМБИНИРОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Е.Н. Мамалов, Е.В. Горшкова

Национальная Академия Наук Азербайджана, институт Нефти и Газа, г. Баку, Азербайджан

В мире растёт число месторождений, находящихся на последней стадии разработки. Эти месторождения характеризуются большой остаточной нефтенасыщенностью и водонасыщенностью. Кроме того, вновь открываемые месторождения характеризуются содержанием высоковязкой нефти. Разработка таких пластов связана с большими трудностями. В данной работе рассматривается комбинированная технология, позволяющая интенсифицировать добычу нефти из нефтяных пластов. Исследования проводились на однородной модели пласта в следующей последовательности. Сначала осуществляем вытеснение нефти электрохимически модифицированной водой (католитом). Затем закачиваем оторочку газожидкостной эмульсии, которую проталкиваем водой или католитом. Совместное действие эмульсии и католита приводит к росту перепада давления и изменению скорости фильтрации. В результате это приводит к росту коэффициента вытеснения нефти.

Ключевые слова: нефть, вязкость, электрохимически модифицированная вода, католит, эмульсия, оторочка, нефтеотдача, рН среды, фактор остаточного сопротивления, перепад, давление, расход жидкости.

Введение

С ростом числа нефтяных месторождений, содержащих высоковязкие нефти и битумы, снижается эффективность извлечения нефти из них. В пласте остаются огромные запасы нефти. Для эффективной разработки нефтяных месторождений и дальнейшего увеличения нефтеотдачи пласта предусматривается внедрение различных технологий добычи нефти. Целью данной работы является исследование комбинированной технологии воздействия на нефтяной пласт для увеличения коэффициента вытеснения нефти из пласта. Комбинированная технология состоит из двух способов воздействия на пласт:

1) вытеснение нефти закачкой электрохимически модифицированной воды (католита);

2) закачка оторочки газожидкостной эмульсии с последующим проталкиванием её водой или католитом.

Основные свойства католита хорошо рассмотрены в работах [1, 2]. Католит обладает щелочными свойствами, но, в отличие от растворов NaOH и KOH, он менее агрессивен. Католит может сохранять щелочные свойства длительное время (20–30 сут). В зависимости от времени электролиза и свойств вод можно получать

католит с заданным рН [1]. Кроме того, в работе [1] показано, что при прохождении католита через чистую пористую среду происходит снижение её проницаемости. На этом этапе, скорее всего, происходит осаждение щелочных составляющих католита на зернах кварцевого песка, что подтверждается снижением рН выходящего из пористой среды католита. После полного смачивания поверхности кварцевого песка католитом снижение проницаемости замедляется, а рН выходящего из пористой среды католита растет. Через некоторое время проницаемость среды стабилизируется.

Результаты исследований

Экспериментальные исследования были проведены на трубной модели пласта длиной 1,025 м и диаметром 0,026 м. Исследования были осуществлены как на однородной модели пласта. Данная модель пласта удовлетворяет всем требованиям теории подобия [3–5].

В качестве пористой среды использовался кварцевый песок определенной фракции, позволяющий создавать пористую среду нужной проницаемости. В экспериментах использовалась нефть вязкостью 176,5 мПа·с и плотностью 917 кг/м³

при 20°C. В табл. 1 приведены исходные данные и основные результаты опытов.

Для сравнения результатов, полученных в ходе осуществления экспериментов, на однородной модели пласта был проведен чистый эксперимент (опыт № 1). Вытеснение нефти в нем осуществлялось дистиллированной водой. Из табл. 1 видно, что коэффициент вытеснения нефти в этих опытах небольшой. В пласте остается значительное количество остаточной нефти. Для интенсификации извлечения нефти из таких пластов был предложен комбинированный способ воздействия на пласт. Рассмотрим влияние газожидкостной оторочки и электрохимически активированной воды (католит) на процесс вы-

теснения нефти из однородного пласта. В опытах № 2 и № 4 процесс вытеснения шел в последовательности, показанной на рис. 1. На первом этапе осуществляли закачку католита. Щелочное действие католита улучшает смачиваемость породы, снижает поверхностное натяжение, тем самым происходит гидрофилизация поверхности и улучшается подвижность флюидов в пласте. Вытеснение нефти характеризуется небольшим ростом перепада давления, вызванного образованием эмульсии в пласте. Скорее всего, в пласте образуется высоковязкая эмульсия «вода в нефти», которая резко повышает коэффициент вытеснения нефти (далее – КВН), по сравнению с опытом №1.

Таблица 1. Результаты экспериментальных исследований

№	Параметры	Номера опытов			
		1	2	3	4
1	Проницаемость по воде, мкм ²	1,02	1,42	0,87	1,82
2	Начальные:				
	нефтенасыщенность, %	85,7	77,6	83,3	81,5
	водонасыщенность, %	14,3	22,4	16,7	18,5
3	Остаточная нефтенасыщенность, %				
	до закачки оторочки	-	25,5	50,7	28,5
	после закачки оторочки	38,5	14,7	46,5	23,7
4	Коэффициент вытеснения нефти, %				
	общий	55	85,3	53,5	71
	до закачки оторочки	-	75	49	65
	после закачки оторочки	-	10,3	4,5	6
5	Объем оторочки, поровый объем	-	0,87	0,39	0,3
6	Фактор остаточного сопротивления, R	-	5,32	4,43	2,57
7	Количество отобранной воды, пор. об.	2,66	5,34	5,52	2,70
8	Количество закачанной воды, пор. об.	3,66	6,5	5,96	3,28

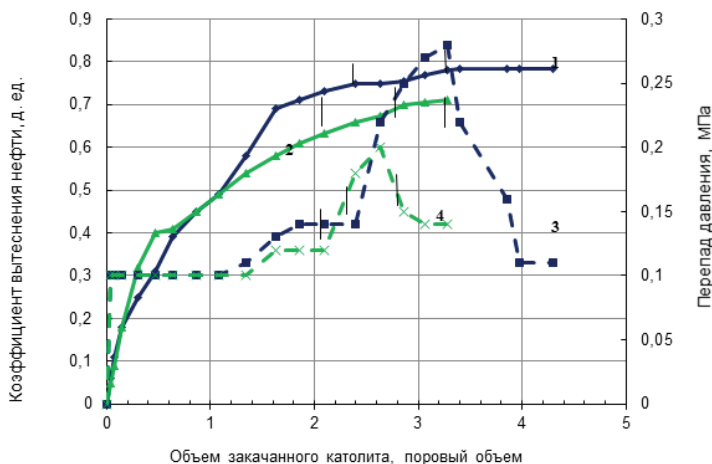


Рисунок 1. Зависимость КВН и перепада давления от объема закачанного католита: 1 и 3 – в опыте № 2, 2 и 4 – в опыте № 4

КВН в опытах № 2 и № 4 вырос на 20% и 10% соответственно. Остаточная нефтенасыщенность в опытах № 2 и № 4 составила 25,5% и 28,5% соответственно. Как видим, в пласте осталось ещё достаточное количество нефти. Поэтому после прокачки 2–2,5 пор. об. воды перешли ко второму этапу, т.е. к закачке оторочки газожидкостной эмульсии. Из рис. 1 видно, что закачка оторочки газожидкостной эмульсии приводит к росту перепада давления. Кроме того, наблюдается снижение фильтрации жидкости. Это приводит к росту фактора остаточного сопротивления, который определяется по следующей формуле (1), [6]:

$$R = n_p \cdot n_q \quad (1)$$

$$n_p = \Delta P_n / \Delta P_o, \quad n_q = q_o / q_n \quad (2)$$

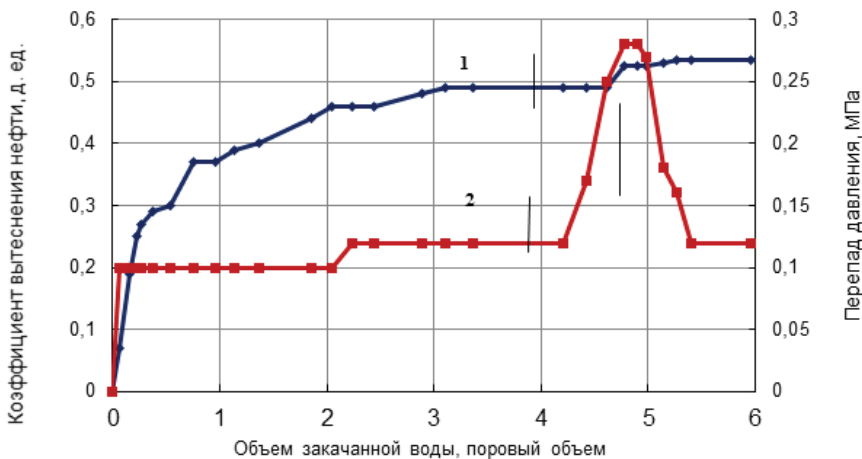
где

$\Delta P_n, q_n$ – перепад давления и расход жидкости при наличии оторочки газожидкостной эмульсии в пласте соответственно;

$\Delta P_o, q_o$ – начальные значения перепада давления и расхода жидкости соответственно.

В табл. 1 приведены значения фактора остаточного сопротивления в опытах. Чем больше объем оторочки, тем больше фактор остаточного сопротивления. Газожидкостная эмульсия способствует улучшению соотношения подвижностей

на фронте вытеснения нефти оторочкой. На этом этапе наблюдается как снижение отбора воды, так и небольшой рост нефти. Дальнейшее продвижение оторочки и вытеснение нефти осуществляли закачкой католита. Закачка католита приводит к дополнительному снижению поверхности натяжения и к улучшению смачиваемости пористой среды. Переход на закачку католита способствовал росту дополнительной добычи нефти на 10,3% и 6% соответственно в опытах № 2 и № 4 соответственно. Сходная картина наблюдается и в опыте № 3 (рис. 2). Отличительной особенностью этого опыта является изменение характера вытеснения нефти на первом этапе. На первом этапе сначала осуществляли закачку дистиллированной воды. За этот период коэффициент вытеснения нефти составил 46%. Последующая закачка католита привела к небольшому росту перепада давления и дополнительному приросту коэффициента вытеснения нефти на 3%. После прокачки 2,1 пор. об. католита процесс стабилизировался, а в отбираемой продукции наблюдаются лишь следы нефти. Остаточная нефтенасыщенность составила 50,7%. Для извлечения дополнительного количества нефти перешли на закачку газожидкостной эмульсии и католита. Дополнительная добыча составила 4,5%.



**Рисунок 2. Зависимость КВН и перепада давления от объема закачанной воды:
1 – КВН, 2 – перепад давления в опыте № 3**

Черточками отмечены начало и конец закачки оторочки газожидкостной смеси.

Таким образом, видим, что закачка оторочки газожидкостной эмульсии изменяет фильтрационные характеристики

пласта, приводит к росту фактора остаточного сопротивления. Применение данного способа в слоисто-неоднородных пластах

позволит увеличить эффективность вытеснения нефти из малопроницаемого пласта за счет выравнивания скорости вытеснения, вызванного перераспределением

потока закачиваемой жидкости по слоям разной проницаемости, за счет роста фактора остаточного сопротивления в высокопроницаемом слое.

Список использованной литературы

1. Мамалов Е.Н. Основные свойства электрохимически модифицированной воды, необходимые при использовании её в нефтедобыче. – Материалы международной научно-практической конференции «Состояние и перспективы эксплуатации зрелых месторождений». – Актау, 2019, т. 1, с. 289–296. // Mamalov E.N. Osnovnye svoistva elektrohimicheski modifitsirovannoi vody, neobhodimye pri ispol'zovanii eyo v neftedobyche [The main properties of electrochemically modified water, which are necessary when using it in oil production]. – Materialy mezhdunarodnoj nauchno-prakticheskoi konferencii «Sostojanie i perspektivy jekspluatatsii zrelyh mestorozhdenij» [Materials of the international scientific-practical conference "State and prospects for the exploitation of mature fields"]. – Aktau, 2019, t. 1, pp. 289–296.
2. Мугатабарова А.А. Исследование влияния электрохимической активации минерализованных вод на фильтрационные характеристики. – Автореф. дисс. канд. техн. наук, Уфа, 2012, 25 с. // 2. Mugatabarova A.A. Issledovanie vliyaniya elektrohimicheskoi aktivatsii mineralizovannykh vod na fil'tracionnye harakteristiki [Study of the effect of electrochemical activation of mineralized waters on filtration characteristics]. – Avtoref. kand. tehn. nauk diss., Ufa, 2012, 25 p.
3. Эфрос Д.А. Исследование фильтрации неоднородных систем. – М., Гостоптехиздат, 1963, 351 с. // Efros D.A. Issledovanie fil'tracii neodnorodnykh sistem [Investigation of the filtration of inhomogeneous systems]. – Moscow, Gostoptehizdat, 1963, 351 p.
4. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. – М., Альянс, 2005, 311 с. // Gimatudinov Sh.K., Shirkovskij A.I. Fizika neftyanogo i gazovogo plasta [Physics of an oil and gas reservoir]. – Moscow, Al'jans, 2005, 311 p.
5. Мамалов Е.Н. Приближенное моделирование влажного внутрислоевого горения применительно к слоисто-неоднородным пластам. Материалы Международной научно-практической конференции «Инновационное развитие нефтегазового комплекса Казахстана». – Актау, 2013, ч. 2, с. 185–192. // Mamalov E.N. Priblizhennoe modelirovanie vlazhnogo vnutriplastovogo goreniya primenitel'no k sloisto-neodorodnym plastam. Materialy Mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferencii «Innovacionnoe razvitie neftegazovogo kompleksa Kazakhstana» [Approximate modeling of wet in-situ combustion as applied to layered-heterogeneous formations. Proceedings of the International scientific and practical conference "Innovative development of the oil and gas complex of Kazakhstan"]. – Aktau, 2013, ch. 2, pp. 185–192.
6. Мамалов Е.Н., Горшкова Е.В. Регулирование перемещения фронта вытеснения и повышение охвата слоисто-неоднородного пласта процессом внутрислоевого горения за счет применения пенных систем. – Материалы международной научно-практической конференции «Современные методы разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и нетрадиционными коллекторами». – Актау, 2019, т. 1, с. 276–287. // Mamalov E.N., Gorshkova E.V. Regulirovanie peremeshheniya fronta vytesneniya i povyshenie ohvata sloisto-neodorodnogo plasta processom vnutriplastovogo goreniya za schet primeneniya pennnykh sistem [Controlling the migration of the displacement front and increasing the coverage of a layered-heterogeneous reservoir by the process of in-situ combustion through the use of foam systems]. – Materialy mezhdunarodnoi nauchno-prakticheskoi konferencii «Sovremennye metody razrabotki mestorozhdenii s trudnoizvlekaemyimi zapasami i netradicionnymi kollektorami» [Proceedings of the international scientific-practical conference "Modern methods of field development with hard-to-recover reserves and unconventional reservoirs"]. – Aktau, 2019, v. 1, pp. 276–287.

АРАЛАС ТЕХНОЛОГИЯНЫ ҚОЛДАНУ ЕСЕБІНЕН ҚАБАТТЫҢ МҰНАЙ БЕРУІН АРТТЫРУ

Е.Н. Мамалов, Е.В. Горшкова

Әзірбайжан Ғылым Ұлттық Академиясы, Мұнай және Газ институты, Баку қ-сы, Әзірбайжан

Әлемде игерудің соңғы сатысында тұрған кен орындарының саны өсуде. Бұл кен орындары үлкен қалдық мұнайдың қанығуымен және судың қанығуымен сипатталады. Сонымен қатар, жаңадан ашылған кен орындары жоғары тұтқырлы мұнайдың құрамымен сипатталады. Мұндай қабаттардың дамуы үлкен қиындықтармен байланысты. Бұл жұмыс мұнай қабаттарынан мұнай өндіруді күшейтуге мүмкіндік беретін біріктірілген технологияны қарастырады. Зерттеулер біртекті қабат моделінде келесі ретпен жүргізілді. Біріншіден, біз мұнайды электрохимиялық модификацияланған сумен (католитпен) алмастырамыз. Содан кейін біз сумен немесе католитпен итеретін газ сұйықтығы эмульсиясының жиегін айдаймыз. Эмульсия мен католиттің бірлескен әрекеті қысымның төмендеуіне және сұзу жылдамдығының өзгеруіне әкеледі. Нәтижесінде бұл мұнайды ығыстыру коэффициентінің өсуіне әкеледі.

Негізгі сөздер: мұнай, тұтқырлық, электрохимиялық түрлендірілген су, католит, эмульсия, жиек, мұнай шығару, pH орта, қалдық кедергі факторы, айырмашылық, қысым, сұйықтық шығыны.

INCREASED OIL RECOVERY THROUGH THE USE OF COMBINED TECHNOLOGY

E.N.Mamalov, E.V.Gorshkova

Azerbaijan National Academy of Sciences, Institute of Oil and Gas, Baku, Azerbaijan

There is a growing number of fields in the world that are at the last stage of development. These fields are characterized by high residual oil saturation and water saturation. In addition, newly discovered fields are characterized by the content of high-viscosity oil. The development of such reservoirs is associated with great difficulties. This paper considers a combined technology that allows to intensify oil production from oil reservoirs. The studies were carried out on a homogeneous reservoir model in the following sequence. First, we carry out the displacement of oil by injecting electrochemically modified water (catholyte). Then we pump in a gas-liquid emulsion slug, which we push through with water or catholyte. The combined action of the emulsion and catholyte leads to an increase in the pressure drop and a change in the filtration rate. As a result, this leads to an increase in the oil recovery factor.

Keywords: oil, viscosity, electrochemically modified water, catholyte, emulsion, slug, oil recovery, medium pH, residual resistance factor, differential pressure, fluid flow.

Информация об авторах

Мамалов Евгений Николаевич – канд. техн. наук, ведущий научный сотрудник, evgeniy_mamalov@rambler.ru.

Горшкова Евгения Вячеславовна – докт. наук PhD в области геол.-мин. наук, ведущий научный сотрудник, jenyagarshkova@rambler.ru.

Институт Нефти и Газа Национальной Академии Наук Азербайджана, г. Баку, Азербайджан

*Автор, ответственный за переписку

УДК 622.276
МРНТИ 52.47.27

ТЕСТИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО СИМУЛЯТОРА ХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПУТЁМ СРАВНЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ С АНАЛОГИЧНЫМИ РЕЗУЛЬТАТАМИ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИМУЛЯТОРОВ

А.Г. Кучиков, Ш. Ж. Құдайбергенов, Б.Е. Бекбауов
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

Использование инструментов численного моделирования, в т. ч. и гидродинамических симуляторов, помогает нефтедобывающим компаниям в принятии решений и обеспечении успешной разработки месторождений. Данная работа посвящена тестированию гидродинамического симулятора, основанного на новой формулировке дифференциальных уравнений в частных производных композиционной модели химического заводнения пласта, путём сравнения результатов моделирования полимерного заводнения с аналогичными результатами Eclipse 100.

Ключевые слова: полимерное заводнение, гидродинамическое моделирование пласта, химические методы увеличения нефтеотдачи.

Введение

Данное исследование является продолжением работы [1], в которой были описаны результаты тестирования гидродинамического симулятора (далее – ГДС) KMGESim путём моделирования традиционной технологии заводнения и сравнения с аналогичными результатами симулятора Eclipse 100.

В настоящей работе для проверки достоверности результатов моделирования полимерного заводнения (далее – ПЗ) модель была приближена к реальным условиям: создан несимметричный высокопроницаемый канал, который является причиной прорыва воды и обводнения добывающей скважины.

Хотя в вышеописанной модели достигается приближение к реальным условиям путем создания высокопроницаемого канала, ГДС KMGESim подлежит тестированию на возможность моделирования ПЗ в условиях реального месторождения. Для этого была выбрана модель 5-го блока м. Каламкас. Данное месторождение содержит 2 гибридные скважины с закачкой полимера в пласт на протяжении 5 лет (2014–2020 гг.). Так как модель существует в ГДС tNavigator и Eclipse 100, было принято решение адаптировать существующую модель для ГДС KMGESim и сравнить полученные результаты.

Уравнения модели полимерного заводнения Симулятор KMGESim

Вычисления, связанные с полимерным заводнением, в ГДС KMGESim проводятся по формулам, описанным в работах [2–8].

Адсорбция полимера в симуляторе KMGESim вычисляется по формуле (1):

$$a_4 = (a_{41} + a_{42} C_{SEP}) \left(\frac{k_{ref}}{k} \right)^{1/2} \quad (1)$$

где a_{41} , a_{42} – постоянные, C_{SEP} – эффективная соленость, k_{ref} – опорная проницаемость, при которой задаются входные параметры адсорбции.

Также симулятор KMGESim использует нижеприведенные формулы для расчета вязкости полимерного раствора (2):

$$\mu_p^0 = \mu_w (1 + (A_{p1} C_{4l} + A_{p2} C_{4l}^2 + A_{p3} C_{4l}^3) C_{SEP}^{Sp}) \quad (2)$$

где μ_p^0 – вязкость полимерного раствора, C_{4l} – концентрация полимера в воде, S_p – наклон логарифмического графика между $(\mu_p^0 - \mu_w) / \mu_w$ и C_{SEP} , A_{p2} , A_{p3} – постоянные.

Кажущаяся вязкость раствора рассчитывается по формуле (3):

$$\mu_p = \mu_w + \frac{\mu_p^0 - \mu_w}{1 + \frac{\hat{V}}{\hat{V}_{1/2}} k} P^{\alpha-1} \quad (3)$$

где $\hat{V}_{1/2}$ – скорость сдвига, при которой вязкость равна среднему значению суммы μ_p^0 и μ_w , P_a – эмпирический коэффициент, \hat{V} – скорость сдвига (считается как эквивалентная скорость сдвига).

Эквивалентная скорость сдвига рассчитывается по формуле (4):

$$\hat{V}_{eq} = \frac{\hat{V}_c - |u_l|}{\sqrt{k_x k_y} \varphi S_i} \quad (4)$$

где \hat{V}_c – коэффициент скорости сдвига, используемый для учета неидеальных эффектов, таких как скольжение по стенкам пор.

Средняя проницаемость \bar{k} рассчитывается по формуле (5):

$$\bar{k} = \left[\frac{1}{k_x} \left(\frac{u_{xl}}{u_l} \right)^2 + \frac{1}{k_y} \left(\frac{u_{yl}}{u_l} \right)^2 + \frac{1}{k_z} \left(\frac{u_{zl}}{u_l} \right)^2 \right]^{-1} \quad (5)$$

Уменьшение проницаемости полимера рассчитывается по формуле:

$$R_k = 1 + \frac{(R_{kmax} - 1) b_{rk} C_{4l}}{1 + b_{rk} C_{4l}} \quad (6)$$

где (7):

$$R_{kmax} = \min \left\{ \left[1 - \frac{c_{rk} (A_{p1} C_{SEP}^{Sp})^{1/3}}{\left(\sqrt{k_x k_y} \right)^{1/2} \varphi} \right]^4, 10 \right\} \quad (7)$$

Симулятор Eclipse

Симулятор Eclipse использует другие формулы для вычисления вышеперечисленных параметров в симуляторе KMGESim [5, 9, 10].

Эффективная вязкость полимера рассчитывается по формуле (8):

$$\mu_{p,eff} = \mu_m (C_p)^\omega \mu_p^{1-\omega} \quad (8)$$

где $\mu_m (C_p)$ – возрастающая функция концентрации полимера в растворе, μ_p – вязкость раствора при максимальной концентрации полимера, ω – параметр смешивания Тодда-Лонгстафа.

Вязкость частично смешанной воды вычисляется аналогично с использованием вязкости полностью смешанного полимера и вязкости чистой воды (μ_w) (9):

$$\mu_{w,e} = \mu_m (C_p)^\omega \mu_w^{1-\omega} \quad (9)$$

Для вычисления эффективной вязкости воды формула модели для вязкости воды записывается как сумма слагаемых,

отражающих вклады вязкости полимерного раствора и вязкости чистой воды (10):

$$\frac{1}{\mu_{w,eff}} = \frac{1 - \bar{C}}{\mu_{w,e}} + \frac{\bar{C}}{\mu_{p,eff}}, \quad \bar{C} = \frac{C_p}{C_{p,max}} \quad (10)$$

где \bar{C} – эффективная концентрация нагнетаемого полимерного раствора в совокупной водной фазе в данной ячейке.

Адсорбция полимера вызывает уменьшение проницаемости пористой среды для водной фазы, что непосредственно связано с концентрацией удерживаемого полимера. Соответственно, по приведенной ниже формуле может быть вычислен фактический коэффициент сопротивления (11):

$$R_k = 1 + (RRF - 1) \frac{C_a}{C_{a,max}} \quad (11)$$

где RRF – коэффициент остаточного сопротивления.

Результаты работы

Тестирование KMGESim путём сравнения его результатов по традиционной технологии заводнения с аналогичными результатами симулятора Eclipse для неоднородной модели с одним несимметричным высокопроницаемым каналом

Модель для ПЗ содержит две скважины по краям модели – одну добывающую и одну нагнетательную, соединенные одним несимметричным высокопроницаемым каналом. Размер модели составляет 10 x 10 x 1 ячейек, длина и ширина равны 150 футов, а высота – 30 футов. Пласт расположен на глубине в 4000 футов со средним давлением в 2000 psi. За первые 10 дней симуляции скорость закачки воды в пласт равномерно увеличивается с 50 stb/day до 500 stb/day. ПЗ начинается на 1000-й день и длится 1500 дней. После 2500-го дня снова начинается закачка воды, которая заканчивается на 10001-й день симуляции.

В симуляторах KMGESim и ECLIPSE 100 система единиц измерения разная, поэтому и значения параметров для двух симуляторов имеют разные величины. В симуляторе KMGESim скорость закачки воды измеряется в «ft³/day», соответственно, аналогичные значения в 50 stb/day на первый день симуляции и 500 stb/day с 10-го и до завершения моделирования равны 280,729 ft³/day b 2807,29 ft³/day соответственно. Единица измерения плотности

тоже отличается: в симуляторе KMGESim – «psi/ft», в симуляторе Eclipse – «lb/ft³». Следовательно, плотность воды равно 0,444 psi/ft в симуляторе KMGESim и 64 lb/ft³ в симуляторе Eclipse, а плотность нефти – 0,3611 psi/ft и 52 lb/ft³ соответственно.

Коэффициент сжимаемости породы и опорное давление равны $5 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ 2000 psi для обоих симуляторов соответственно. Коэффициенты сжимаемости для воды и нефти – $3,13 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$ и $1 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1}$. Вязкость нефти равна 2 сП, а воды – 0,5 сП. У ячеек, через которые проходит высокопро-

ницаемый канал, значение проницаемости равно 150 мД, а у остальных ячеек – 50 мД. Пористость вычисляется по формуле Тимура (12):

$$\varphi = 4,4 \sqrt{\frac{kS_{wi}^2}{0,136}}, \quad (12)$$

где k – проницаемость, S_{wi} – неснижаемая водонасыщенность.

В зонах с высокой проницаемостью пористость равна 21,2%, а в зоне с низкой проницаемостью – 16,5%.

Список основных входных данных представлен в табл. 1.

Таблица 1. Основные входные данные для симуляторов KMGESim и Eclipse 100

Данные	Симулятор KMGESim	Симулятор Eclipse 100
Размер модели	1500 x 1500 x 30 ft	
Проницаемость	150 мД для ячеек, входящих в высокопроницаемый канал, 50 мД для остальных ячеек	
Пористость	21,2% для ячеек, входящих в высокопроницаемый канал, 16,5% для остальных ячеек	
Остаточная водонасыщенность	25%	
Остаточная нефтенасыщенность	30%	
Исходное среднее давление пласта	2000 psi	
Глубина залегания пласта	4000 ft	
Вязкость нефти	2 сП	
Плотность нефти	0,361 psi/ft	52 lb/ft ³
Вязкость воды	0,5 сП	
Плотность воды	0,444 psi/ft	64 lb/ft ³
Расход закачки воды	2807,29 ft ³ /day	500 stb/day
Концентрация полимера в закачиваемом растворе	0,1426 %wt	50 lb/stb
Забойное давление в начальный момент добычи	1500 psi	
Продолжительность	10001 день	

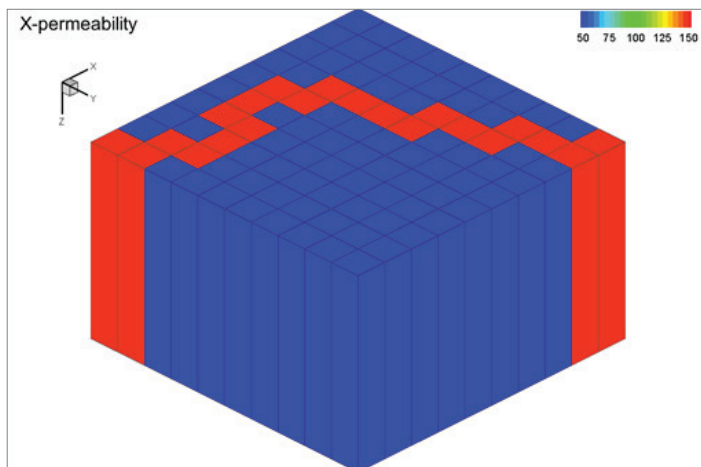


Рисунок 1. Трехмерное представление проницаемости рассматриваемой модели

Для изучения влияния ПЗ были сравнены результаты моделирования традиционной технологии и ПЗ. При моделировании традиционной технологии заводнения появляются «вязкие пальцы»

(рис. 2). Нагнетаемая вода прорывается по высокопроницаемому каналу, что способствует раннему прорыву воды в добывающую скважину.

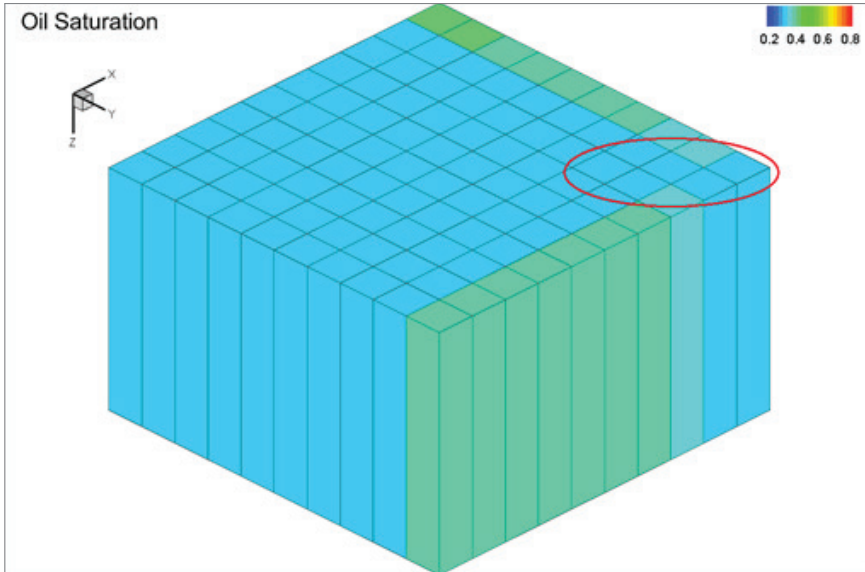


Рисунок 2. Трёхмерный вид вычислительной области с изображением прорыва воды по высокопроницаемому каналу

Результаты традиционной технологии заводнения показаны на рис. 3–6.

Среднее давление снижается со временем и стремится к постоянному значе-

нию примерно в 1250 psi. Кривые среднего давления, полученные с помощью симуляторов KMGESim и Eclipse 100, полностью совпадают (рис. 3).

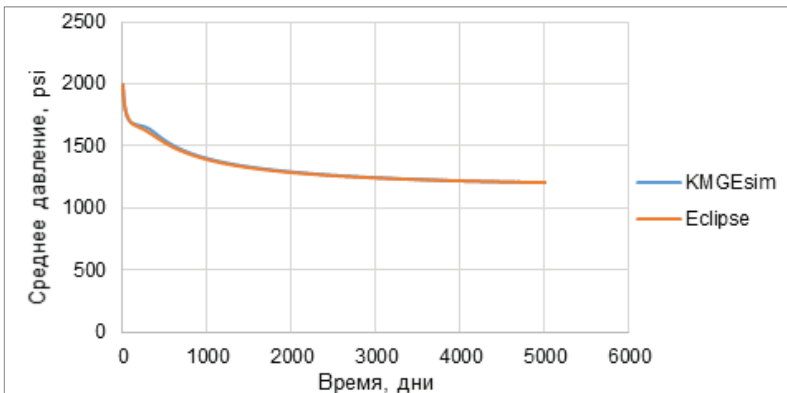


Рисунок 3. Среднее давление

Рис. 4 показывает зависимость общего количества добытой нефти от времени. Из-за существования высокопроницаемо-

го канала нефть из остальных ячеек почти не добывается и остается в пласте.

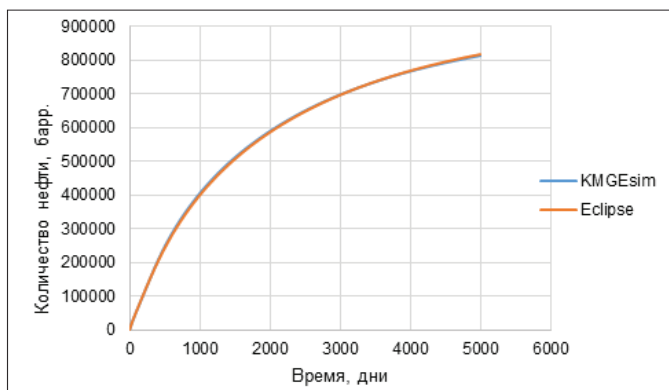


Рисунок 4. Общее количество добытой нефти

На рис. 5 представлен график сравнения дебита нефти по двум симуляторам.

Со временем скорость добычи падает и стремится к нулю.

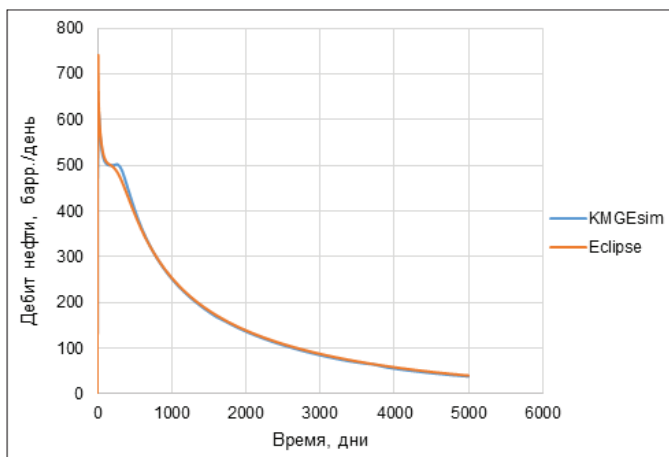


Рисунок 5. Дебит нефти

Дебит воды, напротив, со временем увеличивается почти сразу после начала симуляции. К концу процесса скорость до-

бычи воды составляет почти 500 stb/day, что равно скорости закачки воды в пласт (рис. 6).

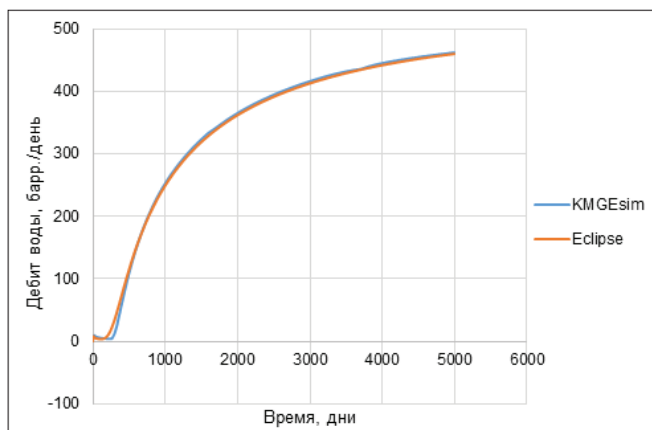


Рисунок 6. Дебит воды

На 1000-й день начинается ПЗ. Для записи концентрации закачиваемого полимера в нагнетаемом потоке симуляторы используют разные единицы измерения: симулятор Eclipse 100 использует «lb/stb», а в симуляторе KMGEsim концентрация

полимера измеряется в «weight percent», или «%wt». Изначально была задана величина в 50 lb/stb в симуляторе Eclipse 100. В симуляторе KMGEsim после некоторых вычислений это значение равно 0,1426 %wt:

$$1 \%wt = 1000000 ppm = 1000 kg/m^3 = 350,507 lb/stb$$

После закачки полимера наблюдается заметное замедление развития «вязких пальцев», фронт закачиваемой воды выравнивается, а нефть добывается со всех

ячеек. Представление данной модели показано на рис. 7. Результаты ПЗ приведены на рис. 8–11.

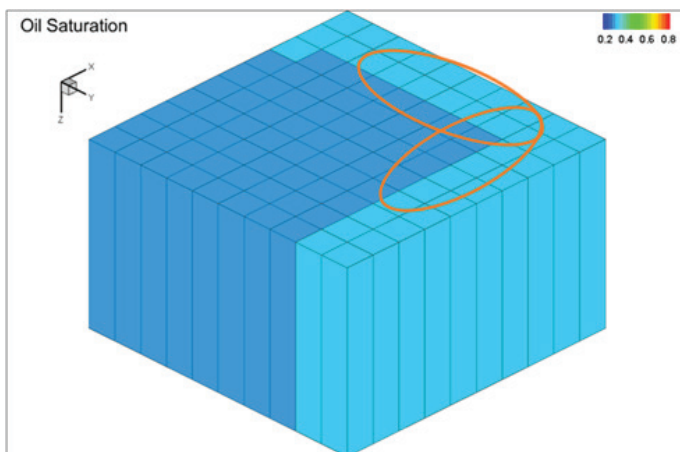


Рисунок 7. Трехмерное представление нефтенасыщенности рассматриваемой модели

Отмечается схожий характер поведения кривых, полученных путем применения симуляторов KMGEsim и Eclipse 100, однако имеется небольшое различие в изменении среднего давления по времени.

Максимальное значение среднего давления после закачки полимерного раствора в 1500 psi достигается в разные моменты времени.

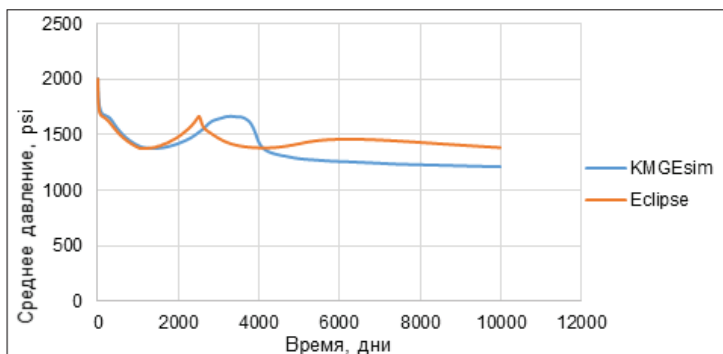


Рисунок 8. Среднее давление при ПЗ

На рис. 9 показано сравнение результатов моделирования с помощью симуляторов KMGEsim и Eclipse 100 по общему количеству добытой нефти. Можно заметить хорошее сходство кривых и увеличе-

ние добычи по времени на 2500-й день. Однако заметна небольшая разница в значениях общего количества добытой нефти после окончания ПЗ.

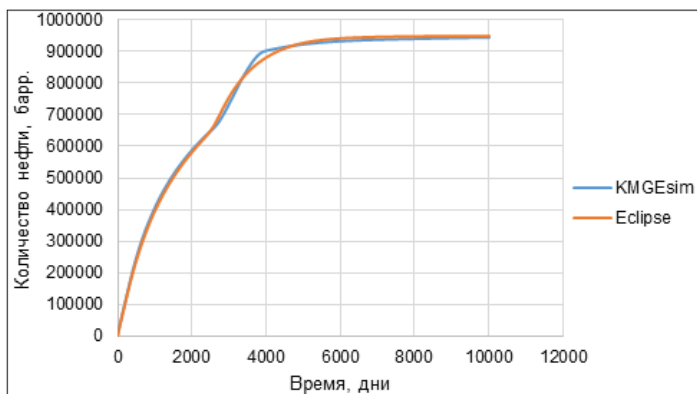


Рисунок 9. Общее количество добытой нефти при ПЗ

Скачок в общем количестве добытой нефти происходит из-за увеличения дебита нефти, происходящего по причине закачки полимера в пласт. Характер пове-

дения кривых совпадает, хотя кривые расходятся в значениях. Результаты симуляции продемонстрированы на рис. 10.

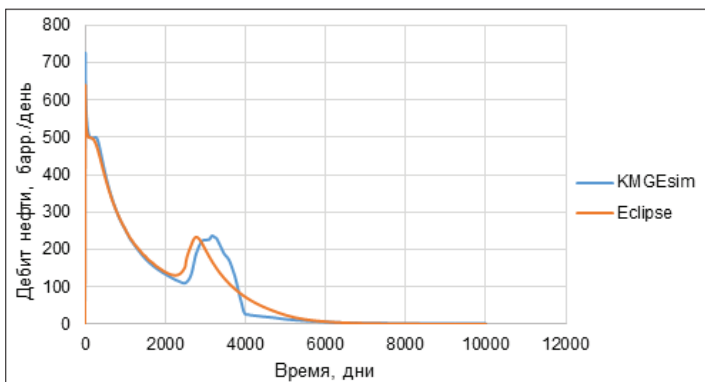


Рисунок 10. Дебит нефти при ПЗ

После закачки полимера дебит воды резко уменьшается, что показано на рис. 11. Время падения совпадает для обоих симуляторов, тенденция движения кривых

схожа, но есть незначительная разница в значениях, которая появляется после окончания закачки полимера в пласт.

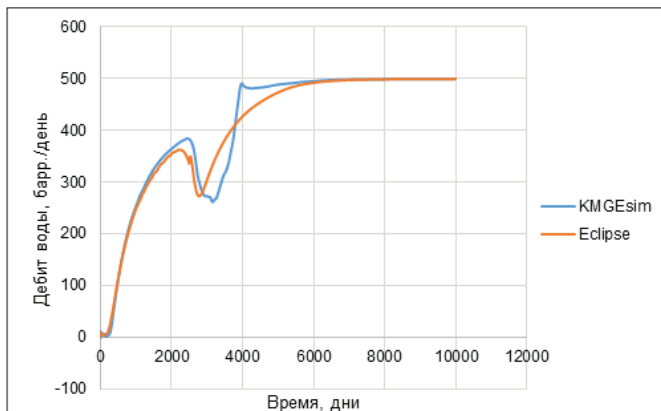


Рисунок 11. Дебит воды при ПЗ

Результаты моделирования м. Каламкас и их сравнение с историческими данными

Для модели ПЗ подходит участок пятого блока м. Каламкас. Закачка полимера

производится через 2 гибридные скв. 2041 и 2049 и длится более 5 лет (2014–2020 гг.). Модель содержит 149 x 69 x 140 ячеек и 138 скв. (рис. 12).

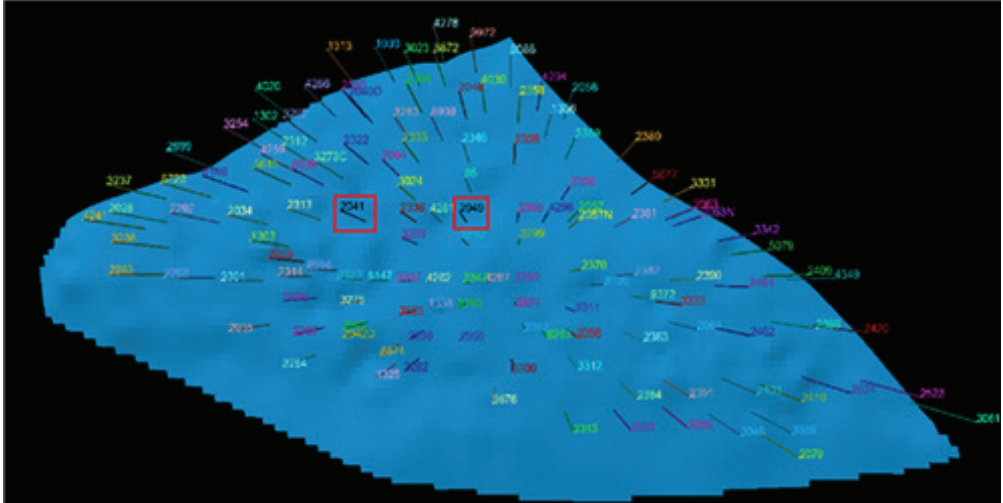


Рисунок 12. Модель ПЗ с 2 скважинами уч. Запад 5-го блока м. Каламкас

Из-за разного формата чтения входных данных симуляторов KMGESim и Eclipse 100 координаты угловых точек ячеек были конвертированы в аналогичные размеры. Также входные данные по проницаемости в трех пространственных направлениях, пористости, глубине залегания верхнего горизонта модели и зна-

чению песчаности были адаптированы под формат симулятора KMGESim. Для конвертации данных специально были созданы компьютерные программы, написанные на языках Python и Fortran. В целях оптимизации процесса переноса данных между симуляторами модель была перемасштабирована по оси Z (рис. 13).

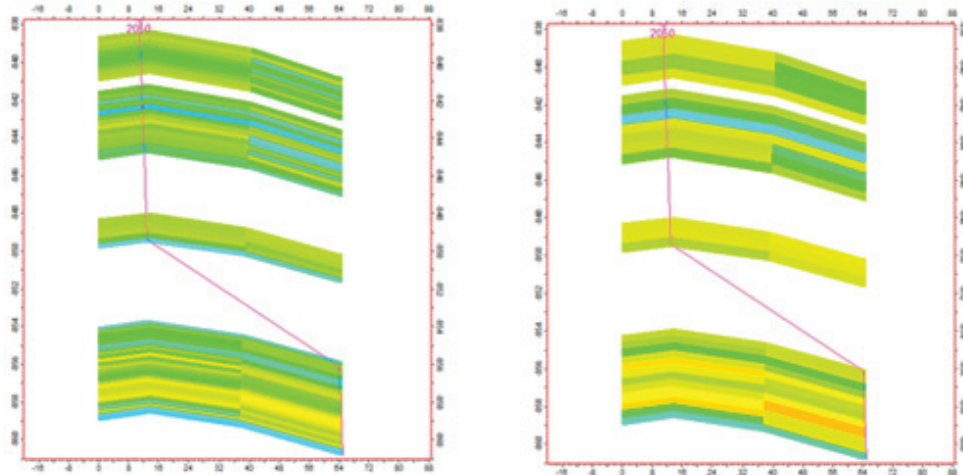


Рисунок 13. Сравнение до и после перемасштабирования

Для разработки аналогичной модели м. Каламкас в симуляторе KMGESim были созданы файлы входных данных для про-

ницаемости, пористости и значений песчаности. Также был создан файл, подходящий под формат симулятора KMGESim,

с глубиной залегания верхней грани ячеек по данным глубины залегания угловых точек ячеек. Сравнение визуализации из Petrel для Eclipse (рис. 14) и результата

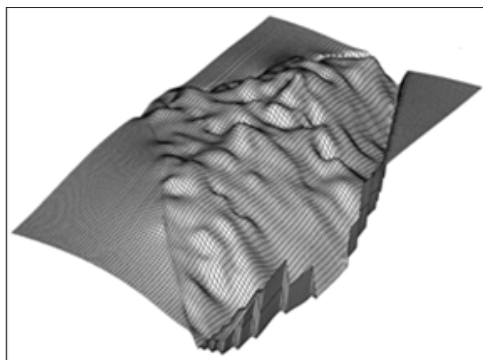


Рисунок 14. Результат чтения данных по TOPS для KMGESim

чтения данных KMGESim (рис. 15) показывает, что модели похожи и имеют незначительные отличия.

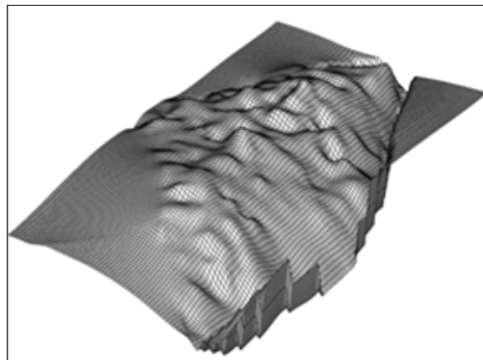


Рисунок 15. Результат чтения данных по расчетной сетке

В результате были получена геометрическая модель м. Каламкас для ГДС KMGESim путем считывания геометрических характеристик модели, созданной в

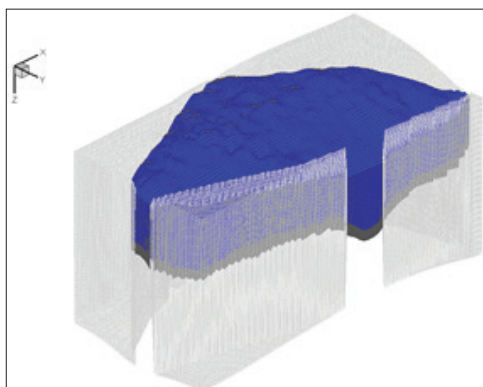


Рисунок 16. Расчетная сетка в Petrel для ECLIPSE

Petrel для Eclipse. Расчетная сетка в Petrel для ECLIPSE и результат чтения данных по расчетной сетке представлены с помощью постпроцессора Tecplot 360 (рис. 16–17).

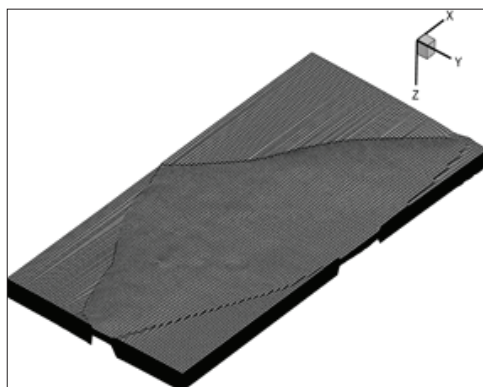


Рисунок 17. Результат чтения данных по расчетной сетке

В данном подразделе представлены предварительные результаты построения модели ПЗ уч. Запад 5-го блока м. Каламкас.

Процесс эксплуатации м. Каламкас длится с 01.06.1984 г. по 01.02.2020 г. ПЗ начинается 01.11.2014 г. через нагнетательные скв. 2041 и 2049.

Данные по проницаемости, пористости и значению песчаности для каждой ячейки содержатся в отдельных файлах, которые считываются симулятором KMGESim. Также для обозначения неактивных ячеек модели их пористость

записывается как 0,01, а проницаемость 0,00001 мД.

После перемасштабирования была проведена симуляция модели м. Каламкас в симуляторе ECLIPSE 100 для сравнения с аналогичными данными симулятора KMGESim. Чтобы удостовериться в соответствии новой модели результатам до перемасштабирования, дебиты нефти и воды были выведены на графики (рис. 18–19). Модель поведения схожая, однако небольшая разница в значениях присутствует. В табл. 2 приведены данные по накопленным запасам нефти и воды.

Таблица 2. Накопленные запасы модели м. Каламкас

Накопленные запасы	Исторические, млн м ³	Рассчитанные, млн м ³	Разница
Нефть	1412,660757	1437,421831	1,72%
Вода	2759,035287	2729,936013	1,05%

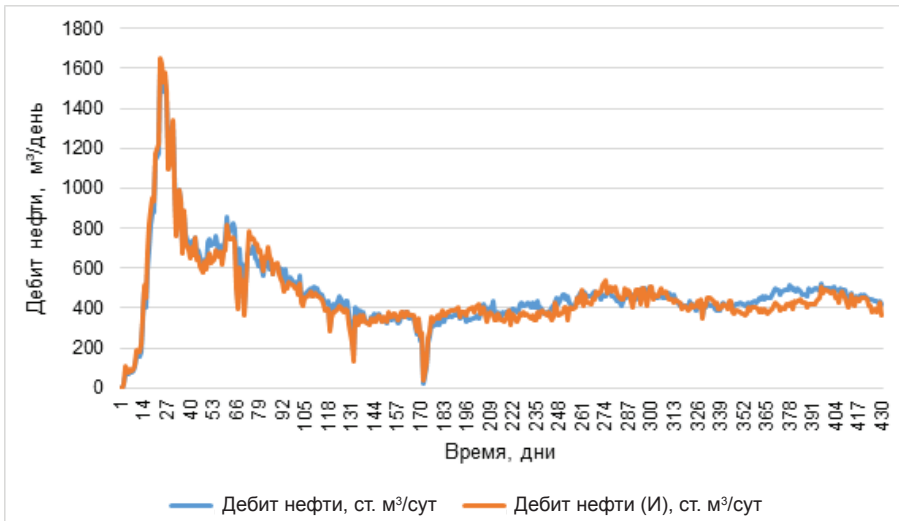


Рисунок 18. Сравнение дебитов нефти до и после перемасштабирования

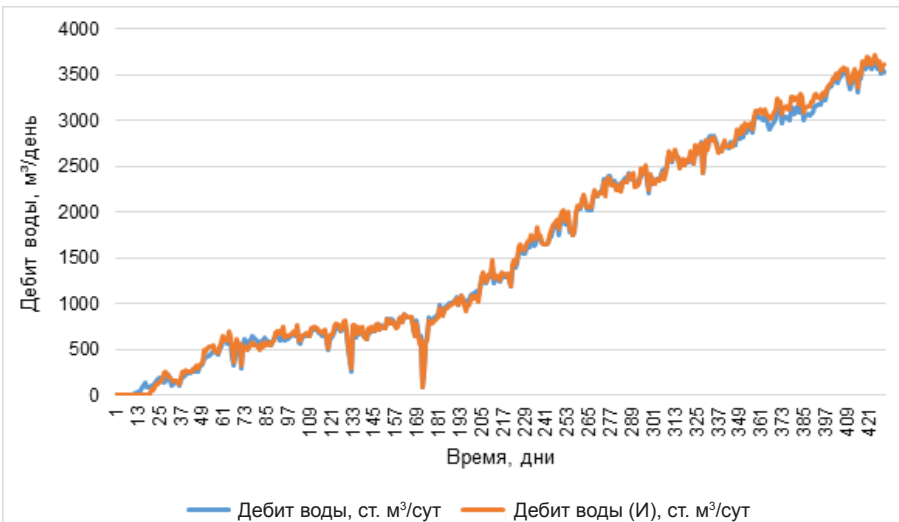


Рисунок 19. Сравнение дебитов воды до и после перемасштабирования

Для первоначального тестирования симулятора KMGESim был выбран участок модели, содержащий 2 гибридные скважины с ПЗ. Модель содержит 38 скв., из которых 33 добывающие, 4 гибридные и 1 нагнетательная. Модель содержит сетку 47 x 21 x 92, их размеры были приняты постоянными для каждой из ячеек: длина и

ширина составляют 50 м, а высота – 0,3 м. Входные данные по пористости, проницаемости и значению песчаности также были считаны из модели симулятора Eclipse и адаптированы под формат симулятора KMGESim. В настоящее время ведется адаптация по истории разработки для данной модели.

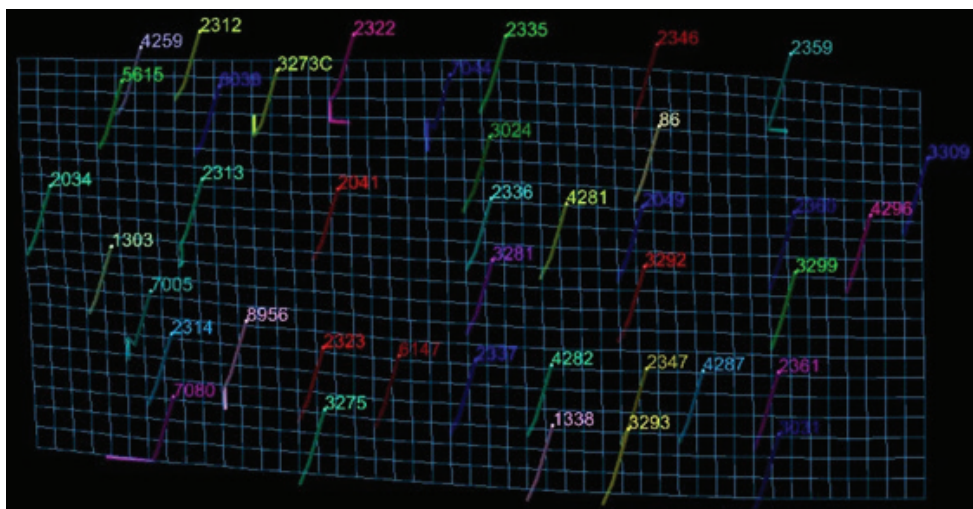


Рисунок 20. Модель сектора м. Каламкас на ПО Petrel

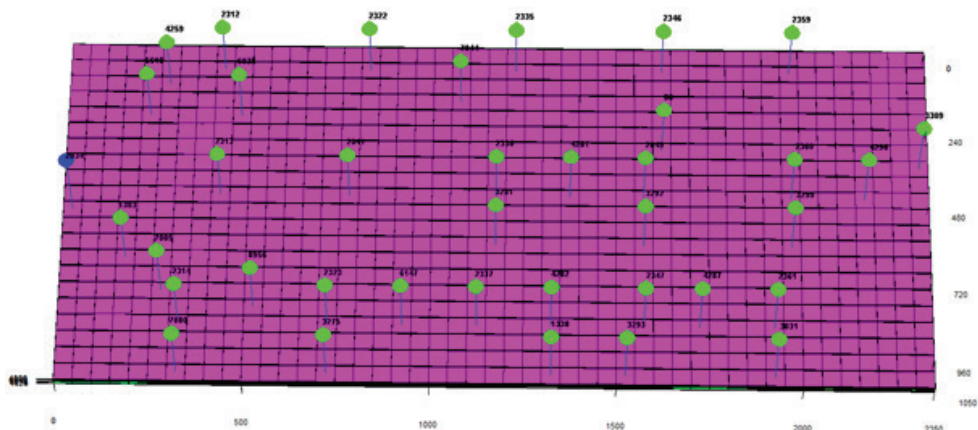


Рисунок 21. Модель сектора м. Каламкас для первоначального тестирования симулятора KMGESim

Заключение

Проведено тестирование разработанного ГДС KMGESim путём создания неоднородной модели с одним несимметричным высокопроницаемым каналом и сравнения результатов моделирования ПЗ с аналогичными результатами симулятора Eclipse 100. По кривым среднего давления, дебитов нефти и воды, общего количества добытой нефти заметно, что химическое заводнение имеет значительное влияние на процесс нефтедобычи. Результаты ПЗ симуляторов KMGESim и Eclipse 100 идентичны по характеру поведения, однако не совпадают по периоду времени.

Для полноценной проверки ГДС KMGESim на химическое заводнение про-

ведено сравнение результатов симуляции модели пятого блока м. Каламкас. Из-за ограничений памяти, задействованной при симуляции процесса эксплуатации, участок месторождения со скв. 2041 и 2049, через которые происходит ПЗ, был вырезан. Были созданы входные файлы по пористости, проницаемости по каждой оси и песчаности, которые были конвертированы из модели симулятора tNavigator и адаптированы под симулятор KMGESim. На данном этапе работ осуществляется перераспределение и освобождение памяти при моделировании массивов в ГДС KMGESim.

Список использованной литературы

1. Бекбауов, Б.Е., Темірқас, М.М., Кучиков, А.Г. Разработка композиционного гидродинамического симулятора процессов повышения нефтеотдачи пластов химическими методами. – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана 2020, т. 2, № 3, с. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi95634>. // Bekbauov, B.E., Temirqas, M.M., Kuchikov, A.G. Razrabotka kompozitsionnogo gidrodinamicheskogo simuljatora processov povysheniya nefteotdachi plastov himicheskimi metodami [Development of a composite hydrodynamic simulator of enhanced oil recovery processes by chemical methods]. – Vestnik neftegazovoj otraslii Kazakhstana [Kazakhstan journal for oil & gas industry] 2020, v. 2, No. 3, pp. 56–69. DOI: <https://doi.org/10.54859/kjogi95634>.
2. Saad, N. Field Scale Studies With a 3-D Chemical Flooding Simulator. – Ph.D. dissertation, The University of Texas at Austin, 1989.
3. Goudarzi, A. A Critical Assessment of Several Reservoir Simulators for Modeling Chemical Enhanced Oil Recovery Processes. – SPE International, February 2013.
4. Goudarzi, A. Modeling Wettability Alteration in Naturally Fractured Carbonate Reservoirs. – Master of Science dissertation, The University of Texas at Austin, September 2011.
5. Goudarzi, A. A Chemical EOR Benchmark Study of Different Reservoir Simulators. – SPE International, September 2016.
6. Volume I: User's Guide for UTCHEM 2011_7, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator. – Center for Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, July 2011.
7. Volume II: Technical Documentation for UTCHEM 2011_7, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator. – Center for Petroleum and Geosystems Engineering, The University of Texas at Austin, July 2011.
8. User's Guide for KMGESim 2020_1, A Three-Dimensional Chemical Flood Simulator. – KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan, February 2020.
9. Eclipse Reference Manual, Version 2020.4. – Schlumberger, 2020.
10. Eclipse Technical Description, Version 2020.4. – Schlumberger, 2020.
11. tNavigator Reference Manual, Version 21.2. – Rock Flow Dynamics, 2021.

ХИМИЯЛЫҚ СУЛАНДЫРУДЫҢ ГИДРОДИНАМИКАЛЫҚ СИМУЛЯТОРЫН ПОЛИМЕРЛІК СУЛАНДЫРУДЫ МОДЕЛЬДЕУ НӘТИЖЕЛЕРІН ҚОЛДАНЫСТАҒЫ СИМУЛЯТОРЛАРДЫҢ СӘЙКЕС НӘТИЖЕЛЕРІМЕН САЛЫСТЫРУ ЖОЛЫМЕН ТЕСТІЛЕУ

А.Г. Кучиков, Ш.Ж. Құдайбергенов, Б.Е. Бекбауов

«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

Сандық модельдеу құралдарын, олардың ішінде гидродинамикалық симуляторларды қолдану мұнай өндіруші компанияларға шешім қабылдауда және мұнай кен орындарын сәтті өңдеуді қамтамасыз етуде көмегін тигізеді. Бұл жұмыс полимерлік су басу модельдеу нәтижелерін Eclipse 100 ұқсас нәтижелерімен салыстыру арқылы химиялық су тасқынының композициялық моделінің жартылай туындыларындағы дифференциалдық теңдеулердің жаңа тұжырымына негізделген гидродинамикалық симуляторды сынауға арналған.

Негізгі сөздер: полимерлік суландыру, қабатты гидродинамикалық модельдеу, мұнай өндіруді арттырудың химиялық әдістері.

TESTING OF A HYDRODYNAMIC CHEMICAL FLOODING SIMULATOR BY COMPARING THE RESULTS OF POLYMER FLOODING SIMULATION WITH SIMILAR RESULTS OF EXISTING SIMULATORS

A.G. Kuchikov, Sh.Zh. Kudaibergenov, B.E. Bekbauov
KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

The use of numerical modeling tools, including reservoir simulators, helps oil companies in making decisions and ensuring successful field development. This work is devoted to the testing of a reservoir simulator based on a new formulation in partial derivatives of a compositional model of chemical flooding by comparing the results of polymer flooding simulation with similar results of Eclipse 100.

Keywords: polymer flooding, reservoir simulation, chemical enhanced oil recovery methods.

Информация об авторах

Бекбауов Бахберген Ермекбаевич – докт. наук PhD, ведущий научный сотрудник службы моделирования департамента интегрированного моделирования, b.bekbauov@niikmg.kz.

***Кучиков Асар Габдыганиулы** – инженер службы моделирования департамента интегрированного моделирования, a.kuchikov@niikmg.kz.

Құдайбергенов Шыңғыс Жұмабекұлы – стажер в компании ТОО «КМГ Инжиниринг», участник программы подготовки и развития молодых специалистов «Жас өркен», kudaybergenov@skcu.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку

УДК 622-1/-9

МРНТИ

ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИКА ОБРЫВА-ОТВОРОТА ШТАНГ НА СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ ШТАНГОВЫМИ ГЛУБИННЫМИ НАСОСАМИ

А.С. Галеев¹, С.Л. Сабанов¹, Р.Н. Сулейманов², О.В. Филимонов²,
Т.А. Утемисов², Ж.К. Жантурин³

¹ ФГБОУ ВО Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия

² ФГБОУ ВО Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

³ НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», г. Атырау, Казахстан

Разработка месторождений, находящихся на поздней или завершающей стадии эксплуатации, осуществляется в основном с применением скважинных штанговых насосных установок. Наиболее характерными отказами для данных установок являются обрывы-отвороты штанг и неисправности клапанов насоса. Способы ликвидации этих аварий значительно различаются – обрыв или отворот штанг предполагает подъем скважинного оборудования, а «залипание» запорного органа клапанного узла насоса устраняется «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью или растворителем). Ошибка в распознавании неисправности приводит к неверному планированию работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования и, как следствие, к экономическим потерям.

Причину неисправностей внутрискважинного оборудования скважинных штанговых насосных установок, как правило, определяют путем анализа динамограмм. Однако во многих случаях динамограммы не позволяют отличить нижний отворот штанг от неисправности клапанов штангового насоса. В представленной работе рассматривается способ оперативного определения обрыва или отворота штанг в скважине, заключающийся в создании электрической цепи «колонна штанг – колонна насосно-компрессорных труб» и наблюдение за ее целостностью. Для определения вида неисправности блок синхронизации по электромагнитному каналу измеряет сопротивление системы на диэлектрической вставке. При обрыве или отвороте штанг электрическое сопротивление цепи «насосно-компрессорная труба – насос – колонна штанг» будет гораздо выше (более 2 Ом), чем при отсутствии данного отказа (0...2 Ом).

Ключевые слова: штанговый глубинный скважинный насос, нижний обрыв и отворот колонны штанг, диагностирование

Введение

В настоящее время значительная часть нефтедобывающего фонда скважин эксплуатируется скважинными штанговыми насосными установками (далее – УСШН). Установки данного типа условно можно разделить на 2 части: наземный привод и внутрискважинная компоновка.

Контроль технического состояния наземной части не вызывает объективных трудностей, в то же время контроль исправности спущенного в скважину оборудования, как правило, осуществляют по косвенным признакам. Вышеуказанная ситуация вызвана невозможностью визуального контроля, труднодоступностью внутрискважинного оборудования и слож-

ными условиями работы, в частности, циклическим нагружением колонны штанг. При этом значительная доля аварийных отказов вызвана обрывом или отворотом штанг (далее – ООШ) [1–5].

Постановка задачи

Контроль технического состояния внутрискважинной компоновки, как правило, осуществляют путем анализа динамограмм (далее – ДГ).

Динамометрирование позволяет определить большинство видов аварийных отказов: сравнивая полученную динамограмму с эталонной, определяют отклонения в работе УСШН.

Но, несмотря на известные преимущества данного способа, имеются и определенные недостатки, т.к. оценка технического состояния проводится по косвенным параметрам. Одним из существенных недостатков является практическая сложность определения нижнего ООШ, который графически совпадает с неисправностью клапанов штанговых глубинных насосов (далее – ШГН).

Ошибка в распознавании неисправности приводит к неверному планированию работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования. В связи с этим возникают лишние затраты, связанные с «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью, растворителем).

Предлагаемое решение

Для обнаружения нижнего ООШ предлагается следующее [6–8] (рис. 1): на устье скважины с помощью источника стабилизированного тока, подключенного одним контактом (зажимом) к наземной части металлической колонны штанг, а другим контактом (зажимом) к приемному электроду на устье, в качестве которого используется колонна насосно-компрессорных труб (далее – НКТ), в скважину подаются постоянный стабилизированный по величине ток $I_{\text{стаб}}$, который создает разность потенциалов $U_{\text{разд}}$ на концах омического сопротивления, разделяющий металлическую электрическую цепь и имеющий конечное известное сопротивление $R_{\text{разд}}$:

$$U_{\text{разд}} = R_{\text{разд}} \cdot I_{\text{разд}} \quad (1)$$

При этом напряжение на устье $U_{\text{устье}}$ (на источнике стабилизированного тока) равно:

$$U_{\text{устье}} = \frac{R_{\text{разд}} \cdot R_{\text{пласт.жид.}}}{(R_{\text{разд}} \cdot R_{\text{пласт.жид.}}) + R_{\text{кол}}} \cdot I_{\text{разд}} \quad (2)$$

где $R_{\text{кол}}$ – сопротивление колонны штанг, насоса и насосно-компрессорных труб, $R_{\text{пласт.жид.}}$ – сопротивление столба пластовой жидкости в кольцевом пространстве между колонной НКТ и колонной штанг (3):

$$R_{\text{пласт.жид.}} = \frac{\rho_{\text{пласт.жид.}} \ln \left(\frac{D_{\text{внутр.}}}{D_{\text{внеш.}}} \right)}{2\pi H} \quad (3)$$

где $R_{\text{пласт.жид.}}$ – удельное сопротивление добываемого флюида (нефть + вода),

$D_{\text{внутр.}}$ и $d_{\text{внеш.}}$ – соответственно, диаметры внутренний НКТ и наружный колонны штанг, H – длина колонны штанг от устья до погружного насоса.

Причем при отсутствии нижнего ООШ сопротивление всей цепи равно (4):

$$U_{\text{устье}} / I_{\text{стаб}} \approx R_{\text{разд}} \quad (4)$$

т.к. $R_{\text{кол}}$ мало: $R_{\text{кол}} \ll R_{\text{разд}}$ (колонны НКТ и штанг – металлические и имеют большие сечения, – больше 150 мм²), а $R_{\text{пласт.жид.}}$ велико: $R_{\text{пласт.жид.}} \ll R_{\text{разд}}$ (удельное сопротивление водо-нефтяных смесей близко к проводимости нефти и составляет величину, большую 10⁻¹⁰ (Ом·м).

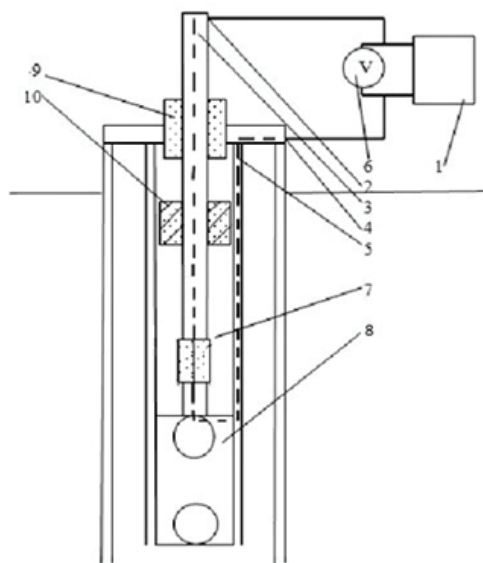


Рисунок 1. Устройство обнаружения нижнего ООШ

1 – источник стабилизированного тока, 2 – контакт к наземной части колонны, 3 – колонна металлических штанг, 4 – приемный электрод, 5 – колонна НКТ, 6 – блок регистрации изменения напряжения, 7 – разделитель известного электрического сопротивления, 8 – глубинный насос, 9 – сальник из диэлектрического материала, 10 – скребко-центратор из диэлектрика; пунктирной линией показана создаваемая электрическая цепь [8]

Результаты экспериментов

Целью проведения испытаний по моделированию протекания тока по каналу «НКТ – штанга» являлось обоснование возможности его применения на скважинах, оборудованных штанговыми глубинными насосными установками.

Стенд состоит из 4 моделей коаксиального проводника – аналог канала связи «НКТ – колонна штанг», представляющих собой металлические трубки определенного диаметра и длины.

Внутри каждой трубки (модели) находится коаксиально установленная ме-

таллическая (медь) проволока определенного диаметра, отцентрированная при помощи диэлектрических изолирующих втулок-центраторов (рис. 2). Каждая трубка имеет резиновую пробку с отверстием, через который пропущена проволока и соединена с зажимом для подачи сигнала.



Рисунок 2. Схема испытательного стенда

1 – контакты для подключения генератора сигналов, 2 – проволока; 3 – труба, 4 – среда, заполняющая трубу, 5 – диэлектрическая пробка, 6 – контакты подключения источника питания [7]

Регистрация импульсов производилась при помощи двухканального осциллографа GW Instek gds-71042:

- канал А – контроль сигнала на входе в трубку,
- канал В – контроль сигнала на выходе из трубки.

С целью оценки волнового сопротивления коаксиального «кабеля», заполненного воздухом, первая серия испытаний проводилась без заполнения кольцевого пространства жидкостью. Для удобства рассмотрения частоты импульсов объединялись в диапазоны (1...5) кГц и (6...10) кГц.

Таблица 1. Результаты эксперимента

Диапазоны частот на входе, кГц	Амплитуда сигнала на выходе, В, для диаметра трубы, мм, исследуемого образца			
	1	2	3	4
	6,2	10,3	14,2	16,6
С заполнением воздухом				
от 1 до 5	8,8	8,8	8,8	8,8
от 6 до 10	8,8	8,8	8,8	8,8
С заполнением дистиллированной водой				
от 1 до 5	6,8	6,2	6,4	6,4
от 1 до 5	6,4	6,2	6,4	6,8
С заполнением пресной водой				
от 1 до 5	2,4	1,2	1,0	0,8
от 1 до 5	2,2	1,0	0,85	0,7

Получено, что на этих частотах волновое сопротивление не сказывается на прохождении сигнала, а воздух является идеальным диэлектриком.

Во второй части опыта трубы в испытательном стенде были заполнены дистиллированной водой.

Проводимость дистиллята оказалась существенно выше; соответственно, выходной сигнал оказывается на ~20% меньше, причем независимо от номера модели. Кроме того, сигналы разной частоты пре-

терпевают одинаковое гашение (в пределах погрешности измерений, около 5%).

В третьей части опыта трубы в испытательном стенде были заполнены пресной водой.

Для пресной воды комплексное сопротивление (омическое + емкостное) оказывается существенным, и происходит значительное ослабление сигнала (от 3,5 раз для модели № 1 до 11 раз для модели № 4), причем независимо от частоты

сигнала. В то же время видно, что полоса 6...10 кГц затухает сильнее.

Эксперименты показали возможность применения протекания тока по каналу «НКТ – штанга» для контроля целостности электрической цепи и соответственно колонны штанг.

Обсуждение результатов

При возникновении нижнего ООШ электрическое сопротивление цепи «НКТ – насос – разделитель – колонна штанг» будет резко возрастать, т.к. при этом (5):

$$R_{\text{кол.}} \rightarrow \infty \quad (5)$$

что вызовет синхронное возрастание для поддержания Iстаб, а значит (6):

$$U_{\text{устье}} / I_{\text{стаб}} = R_{\text{разд}} \quad (6)$$

Последнее (6) послужит критерием обнаружения нижнего ООШ.

Случайные замыкания колонны штанг при изгибах (в частности, при ходе вниз) и, соответственно, падение сопротивления практически до нуля (7),

$$R_{\text{кол.}} \rightarrow 0 \quad (7)$$

которое не влияет на надежность определения нижнего ООШ при данном способе, т.к. блок синхронизации, входящий в устье блок, настроен на регистрацию возрастания сопротивления цепи много больше $R_{\text{разд}}$.

Апробация

Практические испытания были осуществлены на 3 скв. – 68А, 4051, 2823 – Ельниковского нефтяного месторождения с предварительной причиной отказа «обрыв штанг».

Испытание 1. Скв. 68А Ельниковского месторождения. При обходе оператор обнаружил отсутствие подачи жидкости по скважине. После производства гидродинамических исследований (по динамограмме на рис. 3 нагрузки составляли около 3 т) было принято решение произвести внеплановую промыв динамограмме наблюдались также нерабочие клапаны (нагрузки после промывки горячей нефтью составляли около 2,5 т). Оперативно было принято решение о постановке бригады капитального ремонта скважин (далее – КРС).

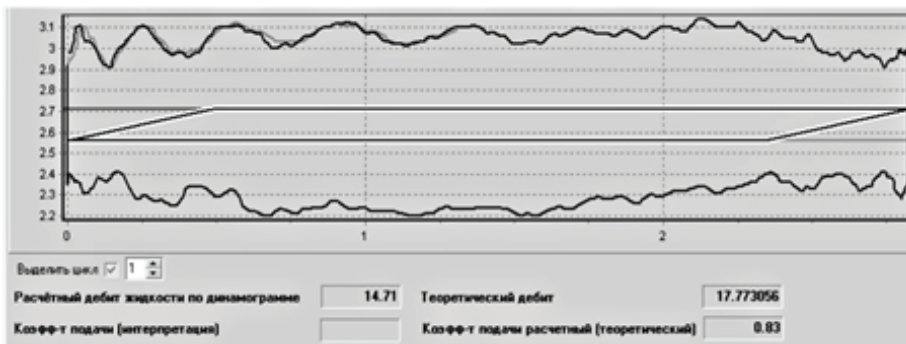


Рисунок 3. Динамограмма скв. 68А

Перед подъемом насосных штанг произвели замер сопротивления цепи «колонна штанг – насос – колонна НКТ» (рис. 4). Для этого один из контактов зафиксировали на колонне насосных штанг, другой контакт присоединили к противовыбросовому оборудованию. Сопротивление изоляции составило 3,79 МОм, что говорит нам о возможном обрыве штанг.

При подъеме насоса обнаружился обрыв между 95-й и 96-й насосными штангами по муфте. Причиной обрыва послужила

высокая интенсивность набора кривизны ствола скважины в данном участке. После производства подъемных работ, спустили насос прежнего типоразмера (НН-57), а в интервал высокого набора кривизны были внедрены насосные штанги с центраторами. Экономических затрат, связанных с проведением горячей обработки, а также излишнего простоя скважины, можно было избежать в случае своевременного обнаружения нижнего обрыва штанг, что по ДГ определить невозможно.



Рисунок 4. Замер изоляции цепи НКТ-насос-колонна штанг на скв. 68А

Испытание 2. Скв. 4051. Данную скважину в феврале 2019 г. остановили из-за отсутствия подачи жидкости. По динамограмме (рис. 5) видно, что на скважине не работают оба клапана. В мае 2018 г. в скважине проводились ГРП, наработка составляла 212 сут. После промывки скважины работоспособности насоса не наблюдалось, поэтому принято решение о постановке бригады ТКРС.

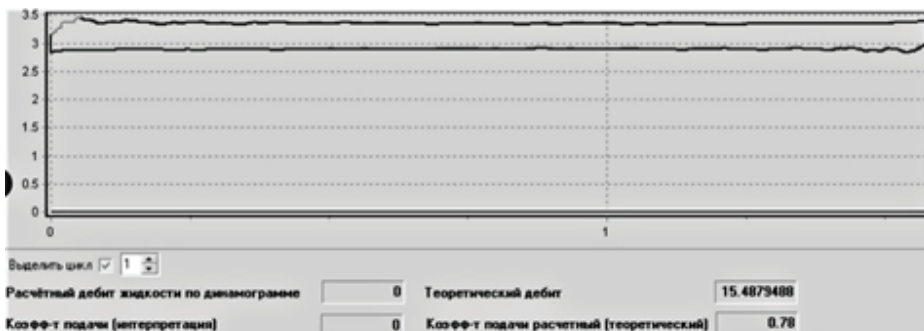


Рисунок 4. Динамограмма по скв. 4051

При замере изоляции системы «НКТ – насос – колонна штанг» сопротивление изоляции составило 0 Ом, что свидетельствует об отсутствии обрыва штанг. Подъем внутрискважинной компоновки подтвердил отсутствие обрыва.

Испытание 3. Скв. 2823. Скважина остановлена в связи с отсутствием подачи жидкости в сентябре 2018 г. По динамограмме на данной скважине наблюдались признаки нерабочих клапанов насоса. Произвели промывку скважины горячей водой в объеме 30 м³. После промывки подача на устье не появилась, было принято решение о постановке бригады ТКРС на данную скважину.

При замере сопротивления изоляции значение было близко к 0 Ом, что говорит об отсутствии обрыва штанг. После подъема ГНО обнаружился облом плунжера на расстоянии 50 см от нагнетательного клапана.

Выводы и заключение

ООШ на сегодняшний день является одной из основных проблем эксплуатации штанговых насосов. Причины данного отказа оборудования могут быть разные: истирание колонны штанг о колонну НКТ в связи с кривизной ствола скважины, слиш-

ком большие динамические нагрузки на колонну штанг по разным причинам – от отложений асфальтосмолопарафиновых отложений до приклиниваний плунжера в цилиндре насоса. Все отказы оборудования по причине обрыва штанг связаны с увеличением удельной нагрузки на единицу площади сечения насосной штанги.

Все «проблемы» скважинного оборудования ШГН можно с легкостью распознать через динамометрирование. Однако по динамограмме качественно сложно определить нижний ООШ, который практически не отличается от неработающих клапанных узлов ШГН. Ошибка в распознавании неисправности приводит к ошибкам в планировании работ по восстановлению работоспособности внутрискважинного оборудования. В связи с этим возникают лишние затраты, связанные с «реанимацией» скважинного оборудования (промывки водой, горячей нефтью, растворителем).

Для определения ООШ по электромагнитному каналу блок синхронизации измеряет сопротивление системы на электрической вставке: при обнаружении ООШ электрическое сопротивление цепи «НКТ – насос – колонна штанг» будет гораздо выше, чем при отсутствии данного отказа.

Недостаток данного способа заключается в том, что колонна насосных штанг может соприкоснуться с колонной НКТ в интервалах набора кривизны ствола скважины, что приводит к замыканию электрической цепи «НКТ – насос – колонна штанг» до диэлектрического разделителя. Последнее существенно снижает надежность канала связи. Решением данной проблемы может быть использо-

вание насосных штанг с пластиковыми скребками.

Проведение данного мероприятия по диагностированию ООШ позволят исключить затраты на ненужные мероприятия по «реанимации» скважины и снизить время простоя ГНО без работы, благодаря своевременной постановке бригады ТКРС на скважину при данном отказе оборудования.

Список использованной литературы

1. Султанов Б.З., Шагалеев Р.К. Поломка штанг погружных насосных установок ОАО «Татнефть». – Нефтегазовое дело, 2009, т. 7, № 2, с. 68–70. // Sultanov B.Z., Shagaleev R.K. Polomka shtang pogruzhnyh nasosnyh ustanovok ОАО «Tatneft'» [Breakage of rods of submersible pumping units of TATNEFT OJSC]. – Neftgazovoe delo [Oil and gas business], 2009, v. 7, No. 2, pp. 68–70.
2. Кочеков М.А., Ситдииков М.Р., Ишемгузин И.Е. Анализ обрывов в НГДУ «Чекмагушнефть». – Сб. тр. Всеросс. научно-техн. конф. «Инновационное нефтегазовое оборудование: проблемы и решения», Уфа, УГНТУ, 2010, с. 151–154. // Kochekov M.A., Sitdikov M.R., Ishemguzhin I.E. Analiz obryvov v NGDU «Chekmagushneft'» [Analysis of breakdowns in NGDU "Chekmagushneft"]. – Sb. tr. Vseross. nauchno-tehn. konf. «Innovacionnoe neftegazovoe oborudovanie: problemy i reshenija» [Compilation of Proceedings of the All-Russian Scientific and Technical Conference "Innovative Oil and Gas Equipment: Problems and Solutions"], Ufa, UGNTU, 2010, pp. 151–154.
3. Халимов Ф.Г., Зубаиров С.Г., Загорский В.К., Салихов И.А., Курамшин А.А. Анализ причин и профилактика верхушек насосных штанг и труб. – Нефтегазовое дело, 2011, № 6, с. 457–464. // Halimov F.G., Zubairov S.G., Zagorskij V.K., Salihov I.A., Kuramshin A.A. Analiz prichin i profilaktika verhushek nasosnyh shtang i trub [Cause analysis and preventive measures for sucker rod and pipe tops]. – Neftgazovoe delo [Oil and gas business], 2011, No. 6, pp. 457–464.
4. Полигин В.В., Лекомцев А.В. Динамика износа штанговых насосов при эксплуатации скважины. – Нефтяная промышленность, 2011, № 9, с. 22–28. // Poligin V.V., Lekomcev A.V. Dinamika iznosa shtangovyh nasosov pri ekspluatatsii skvazhiny [Dynamics of rod pump wear during well operation]. – Neftjanaja promyshlennost' [Oil industry], 2011, No. 9, pp. 22–28.
5. Ибрагимов Р.Р. Предотвращение разворотов колонны штанг путем применения противоткрытой гибкой муфты и нанесения анаэробного герметика в ООО «Башнефть-Добыча». – Нефтегазовое дело, 2019, т. 17, № 1, с. 50–55. // Ibragimov R.R. Predotvrashhenie razvorotov kolonny shtang putem primeneniya protivootkrytoi gibkoi mufty i naneseniya anaerobnogo germetika v ООО «Bashneft'-Dobycha» [Prevention of rod string turns by using an anti-open flexible coupling and applying an anaerobic sealant at Bashneft-Dobycha LLC]. – Neftgazovoe delo [Oil and gas business], 2019, v. 17, No. 1, pp. 50–55.
6. Галеев А.С., Григорьев В.М., Арсланов Р.И., Ермилов П.П. О возможности использования беспроводного гальванического канала связи в скважинах, оборудованных штанговыми насосами. – Современные фундаментальные и прикладные исследования. Международное научное издание, 2012. № 4 (7), с. 44–48. // Galeev A.S., Grigor'ev V.M., Arslanov R.I., Ermilov P.P. O vozmozhnosti ispol'zovaniya besprovodnogo gal'vanicheskogo kanala svyazi v skvazhinah, oborudovannyh shtangovymi nasosami [On the possibility of using a wireless galvanic communication channel in wells equipped with rod pumps]. – Sovremennye fundamental'nye i prikladnye issledovaniya. Mezhdunarodnoe nauchnoe izdanie [Modern fundamental and applied research. International scientific publication], 2012. No. 4 (7), pp. 44–48.
7. Галеев А.С., Сулейманов Р.Н., Арсланов Р.И., Бикбулатова Г.И., Болтнева Ю.А. Устройство для передачи информации по электромагнитному каналу связи при эксплуатации скважины. – Патент. 2696954 RU, Бюлл. 2019, №22. с. 4. // Galeev A.S., Suleimanov R.N., Arslanov R.I., Bikbulatova G.I., Boltneva Ju.A. Ustroistvo dlya peredachi informacii

po elektromagnitnomu kanalu svyazi pri ekspluatatsii skvazhiny [A device for transmitting information via an electromagnetic communication channel during well operation]. – Patent. 2696954 RU, Bull. 2019, No.22. p. 4.

8. Галеев А.С., Сулейманов Р.Н., Филимонов О.В., Шайхразиев С.Р. Способ и устройство определения нижнего обрыва/отворота штанг на скважинах, оборудованных УШГН. – Патент РФ 2753327, Бюлл. 2019, № 30. // Galeev A.S., Suleimanov R.N., Filimonov O.V., Shaihrasiev S.R. Sposob i ustroystvo opredeleniya nizhnego obryva/otvorota shtang na skvazhinah, oborudovannyh UShGN [Method and device for determining the lower break / back off of rods in wells equipped with SRPU]. – Patent of RF 2753327, Bull. 2019, No.30.

ҚАРНАҚТЫҚ ТЕРЕҢДІК СОРАПТАРЫМЕН ЖАБДЫҚТАЛҒАН ҰҢҒЫМАЛАРДАҒЫ ҚАРНАҚТАРДЫҢ ҮЗІЛУ-БҰРЫЛУЫНЫҢ ЭКСПРЕСС-ДИАГНОСТИКАСЫ

**А.С. Галеев¹, С.Л. Сабанов¹,
Р.Н. Сулейманов², О.В. Филимонов², Т.А. Утемисов², Ж.К. Жантурин³**

¹ Альметьевск мемлекеттік мұнай институты ЖБ ФМБББМ, Альметьевск қ-сы, Ресей

² Уфалық мемлекеттік мұнай техникалық университеті ЖБ ФМБББМ, Уфа қ-сы, Ресей

³ «С. Өтебаев атындағы Атырау мұнай және газ университеті» КеАҚ, Атырау қ-сы, Қазақстан

Пайдаланудың кеш немесе соңғы сатысындағы кен орындарын игеру негізінен ұңғымалық қарнақтық сорап қондырғыларын қолдану арқылы жүзеге асырылады. Бұл қондырғылардың ең төн ақаулары – қарнақтардың бұзылуы және сорап клапандарының ақаулары. Бұл апаттарды жою тәсілдері айтарлықтай өзгереді – қарнақтардың үзілуі немесе бұралуы ұңғымалық жабдықтың көтерілуін болжайды, ал сораптың клапан торабының бекіту органының «жабысуы» ұңғымалық жабдықтың «реанимациясымен» жойылады (сумен, ыстық мұнаймен немесе еріткішпен шаю). Ақаулықты танудағы қателік ұңғыма ішіндегі жабдықтың жұмысын қалпына келтіру жұмыстарын дұрыс жоспарлауға және нәтижесінде экономикалық шығындарға әкеледі.

Ұңғымалық қарнақтық сорап қондырғыларының ұңғыма ішіндегі жабдықтарының ақауларының себебін, әдетте, динамограммаларды талдау арқылы анықтайды. Алайда, көптеген жағдайларда динамограммалар қарнақтардың төменгі бұрылуын қарнақтық сорап клапандарының ақауларынан ажыратуға мүмкіндік бермейді. Ұсынылған жұмыста ұңғымадағы қарнақтардың үзілуін немесе бұрылуын жедел анықтау әдісі қарастырылады, ол «қарнақтардың бағанасы – сорап-компрессор құбырлардың бағанасы» электр тізбегін құрудан және оның тұтастығын бақылаудан тұрады. Ақаулықтың түрін анықтау үшін электромагниттік арнадағы синхрондау блогы ди-электрлік кірістірудегі жүйенің кедергісін өлшейді. Қарнақтар үзілуі немесе бұралуы кезінде «сорап-компрессор құбыры – сорап – қарнақтар бағанасы» тізбегінің электр кедергісі осы істен шығу (0...2 Ом) болмағанға қарағанда әлдеқайда жоғары (2 Ом-нан астам) болады.

Негізгі сөздер: қарнақтық тереңдік ұңғымалық сорап, қарнақтар бағанының төменгі үзілуі және бұрылу, тексеру.

EXPRESS-DIAGNOSTICS OF RODS' PARTING-TWIST OFF AT WELLS EQUIPPED WITH SUCKER ROD PUMP

**A.S. Galeev¹, S.L. Sabanov¹,
R.N. Suleymanov², O.V. Filimonov², T.A. Utemisov², Zh.K. Zhanurin³**

¹ ALMETYEVSK STATE PETROLEUM INSTITUTE, Almet'yevsk, Russia

² UFA STATE PETROLEUM TECHNICAL UNIVERSITY, Ufa, Russia

³ NAO "Atyrau University of Oil and Gas named after S. Utebayev", Atyrau, Kazakhstan

The development of fields that are at a late or final stage of operation is carried out mainly with the use of downhole sucker rod pumps. The most characteristic failures for these installations are rods' parting-twist off and malfunctions of pump valves. The methods

of eliminating these accidents vary significantly – the parting or twist off of the rods involves lifting of the downhole equipment, and the "sticking" of the shut-off valve assembly of the pump is eliminated by "resuscitation" of the downhole equipment (flushing with water, hot oil or solvent). An error in fault identification leads to incorrect planning of work to restore the operability of the downhole equipment and, as a result, to economic losses.

The cause of malfunctions of the downhole equipment of downhole rod pumping units, as a rule, is determined by analyzing dynamograms. However, in many cases dynamograms do not allow to distinguish the lower twist off of the rods from the malfunction of the valves of the rod pump. In the presented work, a method for the operational determination of the parting or twist off of rods in the well is considered, which consists in creating an electrical circuit "rod string – tubing string" and monitoring its integrity. To determine the type of malfunction, the synchronization unit measures the resistance of the system on the dielectric insert via the electromagnetic channel. In case of parting or twist off of the rods, the electrical resistance of the "tubing-pump-rod string" circuit will be much higher (more than 2 ohms) than in the absence of this failure (0...2 ohms).

Keywords: downhole sucker rod pumps, lower parting and twist off of the rod string, diagnostics.

Информация об авторах

***Галеев Ахметсалим Сабирович** – доктор техн. наук, профессор, ssgaleev@mail.ru.

Сабанов Сергей Леонидович – канд. техн. наук, доцент sab-sl@mail.ru.

ФГБОУ ВО «Альметьевский государственный нефтяной институт», г. Альметьевск, Россия

Сулейманов Р.Н. – канд. техн. наук, доцент, rsulem@mail.ru.

Филимонов О.В. – канд. техн. наук, доцент, oleg1543@mail.ru.

Утемисов Т.А. – канд. техн. наук, доцент, lvd@mail.ru.

ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», г. Уфа, Россия

Жантурин Ж.К. – канд. техн. наук, доцент, aing-zhomart@mail.ru.

НАО «Атырауский университет нефти и газа им. С. Утебаева», г. Атырау, Казахстан

**Автор, ответственный за переписку*

УДК 622.276.63
МРНТИ 52.47.27

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОТ УВЕЛИЧЕНИЯ МЕЖРЕМОНТНОГО ПЕРИОДА ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

Р.Г. Хайретдинов, Г.Е. Дабисов, С.В. Ишангалиев
ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

На межремонтный период эксплуатации скважин влияет чрезвычайно большое число факторов, охватывающих геолого-физические, технические и технологические условия их эксплуатации. Чем выше показатель межремонтного периода эксплуатации скважин, тем эффективнее работает фонд скважин согласно плановым показателям, а также низкие, прежде всего, операционные расходы на содержание скважин, что соответственно влияет на экономическую эффективность эксплуатации скважин.

В последние годы в ряде нефтяных компаний уделяют пристальное внимание проблеме повышения межремонтного периода эксплуатации скважин. Разрабатываются мероприятия, направленные на:

- снижение агрессивности добываемой продукции;*
- совершенствование конструкции установки электроприводного центробежного насоса;*
- совершенствование конструкции глубинно-насосного оборудования.*

В данной статье рассмотрен методический подход и представлены результаты анализа влияния увеличения межремонтного периода эксплуатации на денежный поток компании на примере условных месторождений.

Ключевые слова: межремонтный период эксплуатации скважин, установка электроприводного центробежного насоса, подземный ремонт скважин, капитальный ремонт скважин, наработки на отказ, глубинно-насосное оборудование, борьба с осложнениями, насосно-компрессорные трубы, асфальтосмолопарафиновые отложения, денежный поток.

Введение

Процесс эксплуатации скважин необходимо рассматривать с учётом множества факторов, влияющих на операционные и капитальные расходы компании, в числе которых эффективность работы глубинно-насосного оборудования (далее – ГНО), определяющая межремонтный период эксплуатации скважин (далее – МРП), объем добытой нефти в результате снижения простоя фонда скважин. На динамику МРП могут влиять как геолого-физические характеристики месторождения, так и исторически сложившиеся технологические условия добычи: способ эксплуатации, система сбора, система закачки и ингибирования, темпы отбора и многие прочие факторы.

Виды и степень осложнений, влияющих на надежность и продолжительность работы внутрискважинного оборудования, определяются физико-химическими свойствами добываемой углеводородной

продукции, геолого-физическими условиями скважин, технологическими режимами эксплуатации скважин и имеют свойство изменяться на протяжении всего периода эксплуатации месторождения. На поздних стадиях разработки месторождений в целях достижения запланированных объемов добычи скважин зачастую реализуется тактика форсированных отборов с применением более производительных способов механизированной добычи, эксплуатации скважин с необоснованно низкими забойными давлениями. Объемы осложнений резко возрастают при продолжительном освоении месторождений в связи с падением пластового давления, высокой обводненностью, старением фонда скважин, уплотнением сетки скважин и требуют более масштабных, комплексных и системных методов борьбы с ними.

Основные виды осложнений на скважинах нефтедобывающих организаций (далее – НДО) АО НК «КазМунайГаз» (да-

лее – КМГ) – это коррозия, солеотложение, асфальтосмолопарафиновые отложения (далее – АСПО), механические примеси, приводящие к эрозивному и химическому разрушению ГНО и ствола скважин (негерметичность эксплуатационной колонны). По каждому из приведенных направлений геологическими и технологическими службами НДО проводится постоянная исследовательская деятельность с привлечением научно-технического и инжинирингового центра КМГ ТОО «КМГ Инжиниринг» (далее – КМГИ), стремящегося предоставить и адаптировать собственные решения, а также технологии отечественных и зарубежных предприятий для научно-технического и инжинирингового сопровождения мероприятий по снижению факторов, осложняющих добычу. Следует отметить последние эффективные технологии механизированной добычи и нефтехимии, прошедшие опытно-промышленные испытания и внедренные в производство НДО КМГ, такие как:

- установки электроприводных центробежных насосов (далее – УЭЦН);
- установки винтовых насосов с погружным электродвигателем (далее – УЭВН);
- насосно-компрессорные трубы (далее – НКТ) различных типов: коррозионно-стойкие, устойчивые к абразивам и истиранию с различными покрытиями;
- эффективные бактерициды, ингибиторы коррозии, солеотложения и АСПО;
- защитные оборудования против механических примесей (скважинные фильтры, газо-, пескозащитные якоря и др.).

В практике внедрения множества видов техники и технологий, направленных на снижение влияния осложняющих факторов, может оказаться, что, несмотря на очевидную технологическую эффективность внедренных инноваций, экономическая составляющая таких проектов может быть отрицательной. Порой затраты на внедрение технологий и сопутствующих мероприятий не оправдывают того технологического эффекта, который они могут принести. Затраты на соответствующие мероприятия не покрываются выгодами, достигнутыми от сокращения количества подземных ремонтов скважин (далее – ПРС) и потерь нефти от простоев.

Если говорить о выгоде (рентабельности) того или иного внедрения, то на этот показатель могут влиять многие факто-

ры. Мировые цены на нефть, стоимость транспортировки до конечного потребителя, себестоимость добываемой продукции, закупочная цена технологии, модель обслуживания скважины и даже качество товара от производителя как фактор долговечности и эффективности технологии – это лишь немногие факторы влияния на конечный успех и финансовый результат предприятия. В число факторов, от которых зависит будущая технико-экономическая эффективность новой технологии или техники, могут входить и система производственных процессов, квалификация специалистов, культура производства, контроль качества и применения этой технологии, автоматизация и цифровизация производства.

При выявлении целевого фонда для реализации мероприятий (новых технологий и техники) по борьбе с осложнениями и дальнейшей работы с ним вопросы качественной оценки финансовых затрат на внедрение технологий, возврата инвестиций и получения выгод представляют определенную важность для дальнейшей успешной производственной деятельности нефтедобывающей компании. На стадии предварительной оценки эффективности технологии возможно смоделировать те или иные сценарии экономической модели, оценить ожидаемые риски, а также текущую ситуацию с прицелом на перспективу внедрения новой технологии. Процесс экономической оценки дает управляемость проекту внедрения, позволяет контролировать объемы, сроки и темпы внедрения инноваций.

Стремление нефтедобывающих предприятий обеспечивать и наращивать запланированные объемы добычи приводит к естественному поиску новых решений в плане применения эффективных технологий, что вызвало потребность в формировании единого подхода в процессе проведения экономической оценки внедрения как традиционных, так и новых технологий на нефтегазовых месторождениях Казахстана. В связи с этим была разработана и применяется в группе компаний КМГ «Методика расчета экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП (сокращению количества ПРС) с сохранением фактического уровня добычи» (далее – Методика).

В данной статье представлены методический подход и результаты анализа

влияния увеличения МРП на денежный поток компании на примере условных месторождений.

На основании полученных выводов в рамках решения задачи по повышению эффективности внедрения технологий по увеличению МРП, в т.ч. в части проводимых текущих ремонтов, данная Методика предусматривает принятие соответствующего решения о внедрении выбранных техники и технологий по результатам оценки их экономической целесообразности.

Методика расчета экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

Данная Методика заключается в формировании единого подхода в процессе проведения расчета экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП, способствующего сокращению количества ПРС с

сохранением фактического уровня добычи на месторождениях.

Методика включает в себя:

- расчет потенциала снижения расходов от сокращения количества ПРС и увеличения доходов от уменьшения количества простоев;
- расчет экономической эффективности.

Полученные результаты расчетов по оценке эффекта отражают экономическую целесообразность при положительном результате или отсутствие экономического эффекта – при отрицательном, что позволяет принимать решение о внедрении техники и технологий на месторождении.

Экономическая оценка основывается на системе фактических (базовых) и ожидаемых технологических параметров, и экономических показателей.

Алгоритм расчета заключается в последовательности соответствующих действий (рис. 1).



Рисунок 1. Алгоритм расчёта экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

* ШГН – установка штангового глубинного насоса;

** УЭЦН – установка электроприводного центробежного насоса;

*** СНО – средняя наработка оборудования

Согласно приведенному на рисунке алгоритму сначала определяются необходимые технологические параметры по скважине, по месторождению (табл. 1).

Технологическая часть состоит из 2 вариантов рассмотрения: базовый и вариант развития:

– базовый вариант – фактически сложившиеся на момент расчета показатели (текущий МРП, количество ПРС, потери добычи нефти из-за простоев).

– вариант развития – целевой прогноз с учетом увеличения МРП, сокращением количества ПРС и потерь добычи нефти из-за простоев.

Таблица 1. Технологические параметры, необходимые для расчёта экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

Параметры / показатели	Значение / формула	Примечание
Месторождение, скважины		Месторождение, скважины, на которых проводится ПРС
Способ эксплуатации		Способ эксплуатации скважины (ШГН, УЭЦН, ...)
Период рассмотрения		Рассматриваемый период (может быть, как 1 год, так и несколько лет)
Базовый вариант		
Qн (дебит нефти)		Среднесуточный дебит нефти (парковый) в среднем за фактический рассматриваемый период либо в соответствии с технологическим режимом на скважину, т/сут
Qж (дебит жидкости)		Среднесуточный дебит жидкости за фактический рассматриваемый период либо в соответствии с технологическим режимом на скважину, т/сут
Количество отработанных суток		Количество отработанного времени за рассматриваемый период, сут
Ожидание бригады + продолжительность ремонта + выход на режим	$T_{рем, ср} = T_{прос} / ПРС_{баз}$	Количество дней простоя включает время, необходимое: 1) для ожидания бригады (с момента остановки скважины до установки на ней бригады, включая ее глушение); 2) на проведение одного ремонта и для выхода скважины на режим после ремонта: <ul style="list-style-type: none"> • Трем.ср – среднее время на один ремонт, сут; • Тпрос – общее количество дней простоя (время, необходимое: для ожидания бригады (с момента остановки скважины до установки на ней бригады, включая ее глушение), на проведение одного ремонта и для выхода скважины на режим после ремонта), сут; • ПРСбаз – количество ПРС за базовый период, ед.
СНО базовая	$СНО_{баз} = T_{отр} / ПРС_{баз}$	Базовая средняя наработка оборудования скважины на отказ за рассматриваемый период, сут; <ul style="list-style-type: none"> • СНОбаз – средняя наработка оборудования скважины на отказ за базовый период, сут; • Тотр – количество отработанного времени за базовый период, сут; • ПРСбаз – количество ПРС за базовый период, ед.
Количество ПРС		Фактическое количество ПРС за рассматриваемый период, ед.
Фактическая потеря добычи нефти из-за простоев, в тоннах	$L_{н, баз} = T_{прос} * Q_n$	<ul style="list-style-type: none"> • Ln.баз – потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт за базовый период, т; • Тпрос – общее количество дней простоя, сут; • Qн – среднесуточный дебит нефти в среднем за базовый период, т/сут.

Параметры / показатели	Значение / формула	Примечание
Вариант развития		
СНО целевые	$СНО_{ожид} = \frac{T_{отр.ожид}}{ПРС_{ожид}}$	Ожидаемая средняя наработка оборудования скважины на отказ за прогнозный период, сут; <ul style="list-style-type: none"> • СНО_{ожид} – ожидаемая средняя наработка оборудования скважины на отказ за прогнозный период, сут; • Т_{отр.ожид} – ожидаемое количество отработанного времени (определяется как: 365 дней – Т_{рем.ср} * ПРС_{ожид}), сут; • ПРС_{ожид} – ожидаемое количество ПРС за прогнозный период, ед.
Количество ПРС		Ожидаемое количество ПРС за прогнозный период
Ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт, в тоннах	$L_{н,ожид} = T_{рем.ср} * Q_{н} * ПРС_{ожид}$	<ul style="list-style-type: none"> • L_{н.ожид} – ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт, т; • Т_{рем.ср} – среднее время на один ремонт, сут; • Q_н – среднесуточный дебит нефти в среднем за базовый период, т/сут. • ПРС_{ожид} – ожидаемое количество ПРС за прогнозный период, ед.

Технологический эффект определяется за счет разницы между вариантами развития и базовым вариантом по количеству ПРС и потере добычи нефти из-за простоев, т.е. насколько планируемое увеличение МРП в варианте развития по сравнению с базовым уровнем дает возможность сократить объемы ремонтов и потерь добычи нефти из-за простоев во время ремонтов и, как следствие, оптимизировать расходы и потери доходов.

Для расчета потенциала снижения расходов от сокращения количества ПРС и увеличения доходов от уменьшения количества простоев необходимо подготовить следующие условия и допущения:

1) Стоимость ПРС. При ремонте собственной бригадой указывается стоимость работ и услуг без учета затрат на оплату труда (далее – ФОТ), расходы ФОТ отдельно, при ремонте сторонними организациями – полная стоимость ремонта, тыс. тг. на 1 скв.-опер.;

2) Сопутствующие расходы, связанные с проведением ПРС, тыс. тг. на 1 скв.-опер.;

3) Нетбэк – средневзвешенная цена реализации за минусом транспортных расходов, налога на добычу полезных ископаемых, экспортной таможенной пошлины и рентного налога на экспорт, в тыс. тг./т.

Для расчета экономического эффекта необходимо подготовить допущения по расходам по внедрению технологии:

- условно-переменные расходы – затраты, зависящие от объемов добычи продукции. При отсутствии детализированной разбивки бюджета по статьям нахождение переменных затрат производится путем деления статей производственных затрат «сырье», «материалы», «электроэнергия» в n-ом году на объемы добычи нефти в n-ом году, тг./т;

- стоимость внедрения технологии с учетом всех сопутствующих расходов на внедрение, тыс. тг.;

- эксплуатационные расходы, возникающие после внедрения технологии, тыс. тг.

Следующим этапом Методики является определение экономических показателей с проведением необходимых расчетов (табл. 2).

Таблица 2. Экономические показатели, необходимые для расчёта экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

Показатели	Формула	Примечание
Потенциал снижения расходов от сокращения ПРС, тыс. тг.	$\Delta C_{\text{ПРС}} = C_{\text{ПРС}} * \Delta \text{ПРС}$	<ul style="list-style-type: none"> $\Delta C_{\text{ПРС}}$ – потенциал снижения расходов от сокращения ПРС, тыс. тг.; $C_{\text{ПРС}}$ – общая стоимость ПРС, тыс. тг./скв.-опер.; $\Delta \text{ПРС}$ – количество сокращенных ремонтов, где $\Delta \text{ПРС} = \text{ПРС}_{\text{баз}} - \text{ПРС}_{\text{ожид}}$ ед.
Потенциал увеличения доходов от уменьшения простоев, тыс. тг.	$\Delta R_{\text{ПРС}} = N * (L_{\text{н.баз}} - L_{\text{н.ожид}})$	<ul style="list-style-type: none"> $\Delta R_{\text{ПРС}}$ – потенциал увеличения доходов от уменьшения простоев, тыс. тг.; $L_{\text{н.баз}}$ – потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт за базовый период, т; $L_{\text{н.ожид}}$ – ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт, т; N – Нетбэк, тыс. тг./т.

Расчет экономического эффекта от внедрения технологий по увеличению МРП проводится следующим образом (табл. 3).

Таблица 3. Расчёт экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП

Показатели	Формула	Примечание
Экономический эффект	$CF = \Delta C_{\text{ПРС}} + \Delta R_{\text{ПРС}} - C_{\text{н.т.}} - C_{\text{эксп}} - VC$ $C_{\text{н.т.}} = C_{\text{н.т.уд}} * n_{\text{опер}}$ $VC = VC_S * (L_{\text{н.баз}} - L_{\text{н.ожид}}) / 1000$	<ul style="list-style-type: none"> CF – свободный денежный поток, тыс. тг.; $\Delta C_{\text{ПРС}}$ – потенциал снижения расходов от сокращения ПРС, тыс. тг.; $\Delta R_{\text{ПРС}}$ – потенциал увеличения доходов от уменьшения простоев, тыс. тг.; $C_{\text{н.т.}}$ – стоимость внедрения технологии с учетом всех сопутствующих расходов на внедрение, тыс. тг.; $C_{\text{эксп}}$ – эксплуатационные расходы, возникающие после внедрения технологии, тыс. тг.; VC – затраты на сбор и подготовку нефти (условно-переменные расходы), тыс. тг.; $C_{\text{н.т.уд}}$ – удельные значения стоимости внедрения технологии, тыс. тг./скв.-опер.; $n_{\text{опер}}$ – количество проводимых скважинно-операций, ед.; VC_S – удельные условно-переменные расходы, тг./т.; $L_{\text{н.баз}}$ – потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт за базовый период, т; $L_{\text{н.ожид}}$ – ожидаемая потеря добычи нефти из-за простоев на ремонт, т.

При $CF > 0$ эффект от внедрения техники и технологий по увеличению МРП положительный, при $CF < 0$ эффект отрицательный.

Оценка эффективности эксплуатации скважин от увеличения МРП на примере условного месторождения

Для наглядности рассмотрим применение данной Методики на примере двух условных месторождений (А и В) с оценкой влияния внедрения технологий, направленных на увеличение МРП, при базовом варианте и вариантах развития. Для вари-

антов развития применим расчетный период – 2022–2028 гг.

Предположим, что на месторождении А текущий показатель МРП составляет 75 сут, на месторождении В – 368 сут.

Планируется к 2028 г. увеличить МРП до следующих показателей:

– по месторождению А – до 706 сут;

– по месторождению В – до 741 сут.

В целях увеличения МРП для обоих условных месторождений предполагается применение следующих технологий (табл. 4–5):

– применение модифицированных УЭЦН/УЭВН;

– внедрение НКТ с покрытием;
 – внедрение модифицированных штанг/насосов/защитного оборудования.
 По месторождению А при внедрении новых технологий удаётся достичь опреде-

ленного технологического эффекта в виде увеличения МРП с 75 до 706 сут и, соответственно, сокращения количества ПРС с 15 579 до 1 915 ед. (рис. 2).

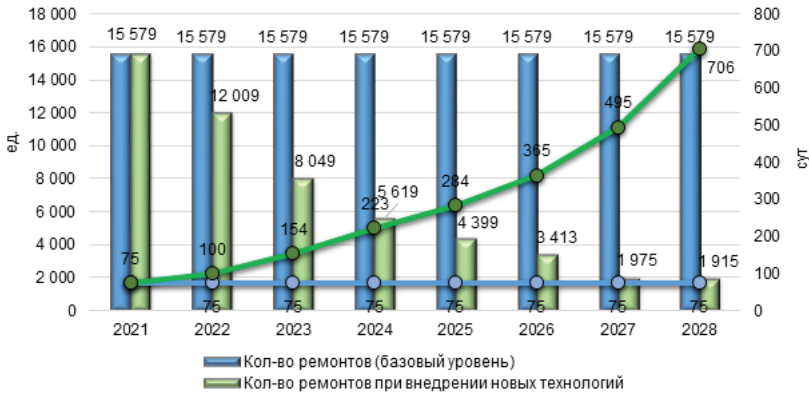


Рисунок 2. Динамика изменения МРП и количества ремонтов по базовому и варианту развития на примере условного месторождения А

При этом, достижение планируемого увеличения МРП требует ежегодного вне-

дрения достаточно капиталоемких новых технологий (табл. 4).

Таблица 4. Расходы на внедрение технологий условного месторождения А

Наименование		Базовый	Варианты развития						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
МРП		75	100	154	223	284	365	495	706
Кол-во операций внедряемых технологий, скв.-опер.	УЭЦН/УЭВН		150	250	250	70	30	400	600
	Внедрение НКТ с покрытием		1 000	800	400	400	200	500	500
	Внедрение модиф. штанг/насосов/защ. оборудования		500	1 000	500	500	800	0	0
Стоимость внедрения технологии, тыс. тг./скв.-опер.	УЭЦН/УЭВН		24 455	24 455	24 455	24 455	24 455	24 455	24 455
	Внедрение НКТ с покрытием		10 500	10 500	10 500	10 500	10 500	10 500	10 500
	Внедрение модиф. штанг/насосов/защ. оборудования		2 125	2 125	2 125	2 125	2 125	2 125	2 125
Эксплуатационные расходы, возникающие после внедрения технологии, млн тг./скв./г.		0	0	0	0	0	0	0	

При внедрении новых технологий на месторождении В (табл. 5) удаётся достичь технологического эффекта в виде

увеличения МРП с 368 до 741 сут и, соответственно, сокращения количества ПРС с 2 000 до 990 ед. (рис. 3).



Рисунок 3. Динамика изменения МРП и количества ремонтов по базовому и варианту развития на примере условного месторождения В

Таблица 5. Расходы на внедрение технологий условного месторождения В

Наименование		Базо- вый	Варианты развития						
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
МРП		368	405	449	510	592	644	706	741
Кол-во операций внедряемых технологий, скв.-опер.	УЭЦН/УЭВН		100	100	100	100	50	50	50
	Внедрение НКТ с покрытием		300	300	300	300	300	300	100
	Внедрение модиф-ых штанг/ насосов/ защ. оборудования		200	200	200	200	200	200	100
Стоимость внедрения технологии, тыс. тг./ скв.-опер.	УЭЦН/УЭВН		20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000	20 000
	Внедрение НКТ с покрытием		7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000	7 000
	Внедрение модиф-ых штанг/ насосов/ защ. оборудования		2 125	2 125	2 125	2 125	2 125	2 125	2 125
Эксплуатационные расходы, возникающие после внедрения технологии, млн тг./скв./г.			0	0	0	0	0	0	0

Учитывая, что для достижения целевых показателей МРП требуются достаточно капиталоемкие затраты на внедряемые технологии, необходимо определить их экономический эффект за счет сокращения ремонтов и потери добычи нефти из-за простоев в соответствии с Методикой.

Результаты экономической оценки по каждому условному месторождению приведены в табл. 6 и 7.

Из табл. 6 по месторождению А видно, что увеличение МРП с 75 до 706 сут позволит сократить количество ПРС с 15 579 до 1 915 ед. в 2028 г. Кроме того, снижа-

ются потери добычи нефти на месторождении из-за простоев с 201 до 24 тыс. т/г. Анализ результатов экономических показателей показывает, что совокупные инвестиции на внедрение новых технологий по увеличению МРП за 2022–2028 г. в сумме 89,7 млрд тг. возмещаются за счет выгод от снижения расходов от сокращения количества ПРС (189,9 млрд тг.) и увеличения доходов от уменьшения потерь нефти (45,9 млрд тг.). Экономический эффект до 2028 г. составит 145,1 млрд тг., т.е. данная бизнес-инициатива является перспективной.

Таблица 6. Результаты расчетов экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП условного месторождения А

Наименование показателей	Ед. изм.	Базо- вый		Варианты развития									2022– 2028
		2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028				
Фонд скважин (средний)	ед.	3 682	3 704	3 716	3 767	3 826	3 894	3 894	3 894	3 894	3 894	3 894	3 894
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ													
QN (среднесуточный дебит нефти)	т/сут	4,3	4,3	4,4	4,3	4,3	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2	4,2
Qж (среднесуточный дебит жидкости)		40,7	40,7	42,0	41,2	42,2	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4	43,4
Количество отработанных суток	Тыс. сут	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168	1 168
Количество дней простоя		46,7	36,0	24,1	16,9	13,2	10,2	5,9	5,7				
Среднее время на проведение 1-го ремонта	сут/рем	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
МРП	сут	75	100	154	223	284	365	495	706				
Количество ПРС	ед.	15 579	12 009	8 049	5 619	4 399	3 413	1 975	1 915				
К-во ПРС собственными бригадами		14 219	12 009	8 049	5 619	4 399	3 413	1 975	1 915				
К-во ПРС сторонними бригадами		1 360											
Потеря добычи нефти из-за простоев	Тыс. т	201,0	154,9	106,2	72,5	56,7	43,0	24,9	24,1				
Снижение количества ПРС	ед.	3 570	7 530	9 960	11 180	12 166	13 604	13 664					
Сокращение потерь добычи нефти из-за простоев	Тыс. т		46,1	94,7	128,5	144,2	158,0	176,1	176,8				
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ													
Расходы при ПРС на 1 скв.-опер., в т.ч.		5 900	2 884	2 999	3 119	3 244	3 374	3 492	3 614				
материалы	Тыс. т./скв.-опер.	2 026	2 107	2 191	2 279	2 370	2 465	2 551	2 640				
ФОТ персонала (собств. бригады ПРС)		747	777	808	840	874	909	941	974				
расходы на услуги сторонних бригад		3 127											
Стоимость ПРС	млрд тг.	43,7	34,6	24,1	17,5	14,3	11,5	6,9	6,9				
Потенциал от снижения расходов от сокращения ПРС	млрд тг.		9,0	19,5	26,2	29,4	32,2	36,8	189,9				
Нетбэк	тг./т	58 444	67 729	78 107	78 198	78 394	79 988	79 988	79 988				
Потери по доходам	млрд тг.	11,7	10,5	8,3	5,7	4,4	3,4	2,0	1,9				
Потенциал от увеличения доходов от уменьшения простоев	млрд тг.		1,3	3,4	6,1	7,3	8,3	9,8	45,9				
Удельные условно-переменные расходы	тг./т	1 166	1 212	1 261	1 311	1 364	1 418	1 468	1 519				
Условно-переменные расходы	млрд тг.	0,2	0,2	0,1	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0				
Экономия от снижения условно-переменных расходов	млрд тг.		0,05	0,1	0,1	0,2	0,2	0,2	1,0				
Стоимость внедрения технологий с учетом сопутствующих расходов	млрд тг.		15,2	16,6	11,4	7,0	4,5	15,0	19,9				
Денежный поток с учетом стоимости мероприятий	млрд тг.		-5,0	6,2	20,7	29,6	35,8	31,3	26,5				

Несмотря на прямую зависимость повышения технологического эффекта от увеличения МРП, наиболее оптимальный уровень денежного потока для месторождения А достигается при показателе

МРП 365 дней (рис. 4). Это связано с тем, что дальнейший рост МРП ухудшает денежный поток компании в связи с соответствующим увеличением объема и стоимости мероприятий.

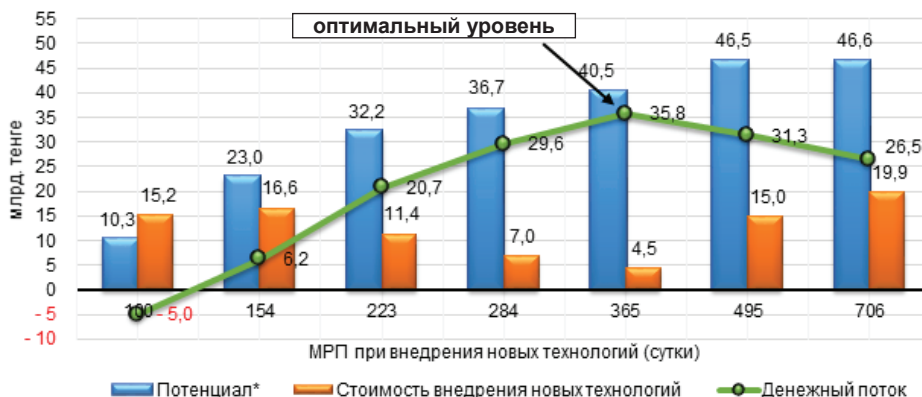


Рисунок 4. Сопоставление увеличения МРП с экономическим эффектом (месторождение А)

*потенциал – выгоды от снижения расходов от сокращения количества ПРС и увеличения доходов от уменьшения потерь нефти

При внедрении новых технологий на месторождении В (табл. 7) удаётся достичь технологического эффекта в виде увеличения МРП с 368 до 741 сут и, соответственно, сокращения количества ПРС с 2 000 до 990 ед. в 2028 г. Также снижаются потери добычи нефти из-за простоев с 20 до 9 тыс. т/г. Анализ результатов экономических показателей за 2022–2028 гг. показывает, что несмотря на достигнутый

технологический эффект, совокупные инвестиции на внедрение новых технологий по увеличению МРП в сумме 27,1 млрд тг. не покрываются соответствующими выгодами от снижения расходов от сокращения количества ПРС (7,8 млрд тг.) и увеличения доходов от уменьшения потерь нефти (0,8 млрд тг.). Экономический эффект отсутствует (- 18,7 млрд тг.).



Рисунок 5. Сопоставление увеличения МРП с экономическим эффектом (месторождение В)

Таблица 7. Результаты расчетов экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП условного месторождения В

Наименование показателей	Ед. изм.	Базо- вый 2021	Варианты развития										2022- 2028
			2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028				
Фонд скважин (средний)	ед.	2 166	2 218	2 268	2 309	2 340	2 631	2 631	2 631	2 631	2 631	2 631	
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ													
QN (среднесуточный дебит нефти)	т/сут	3,3	3,3	3,3	3,2	3,1	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2	3,2
Qж (среднесуточный дебит жидкости)		9,4	9,4	9,1	9,0	8,9	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3	10,3
Количество отработанных суток	Тыс. сут	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736	736
Количество дней простоя		6,0	5,5	4,9	4,3	3,7	3,4	3,4	3,1	3,0	3,0	3,0	3,0
Среднее время на проведение 1-го ремонта	сут/рем	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3
МРП	сут	368	405	449	510	592	644	706	741	741	741	741	741
Количество ПРС	ед.	2 000	1 820	1 640	1 440	1 240	1 140	1 040	990	990	990	990	990
К-во ПРС собственными бригадами		2 000	1 820	1 640	1 440	1 240	1 140	1 040	990	990	990	990	990
К-во ПРС сторонними бригадами													
Потеря добычи нефти из-за простоев	Тыс. т	20,0	18,2	16,0	13,7	11,5	10,8	9,9	9,4	9,4	9,4	9,4	9,4
Снижение количества ПРС	ед.		180	360	560	760	860	960	1 010	1 010	1 010	1 010	1 010
Сокращение потерь добычи нефти из-за простоев	Тыс. т		1,8	4,0	6,3	8,4	9,1	10,1	10,5	10,5	10,5	10,5	10,5
ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ													
Расходы при ПРС на 1 скв.-опер., в т.ч.		2 281	2 351	2 442	2 522	2 636	2 741	2 837	2 937	2 937	2 937	2 937	2 937
Материалы	Тыс. т./скв.-опер.	714	721	734	743	760	791	818	847	847	847	847	847
ФОТ персонала (собств. бригады ПРС)		1 567	1 629	1 708	1 779	1 876	1 951	2 019	2 090	2 090	2 090	2 090	2 090
Расходы на услуги сторонних бригад													
Стоимость ПРС	млрд тг.	4,6	4,3	4,0	3,6	3,3	3,1	3,0	2,9	2,9	2,9	2,9	2,9
Потенциал от снижения расходов от сокращения ПРС	млрд тг.		0,3	0,6	0,9	1,3	1,4	1,6	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
Нетбэк	тг./т	54 112	65 110	76 609	76 971	78 150	80 104	80 104	80 104	80 104	80 104	80 104	80 104
Потери по доходам	млрд тг.	1,1	1,2	1,2	1,1	0,9	0,9	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8
Потенциал от увеличения доходов от уменьшения простоев	млрд тг.		-0,1	-0,1	0,03	0,2	0,2	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3	0,3
Удельные условно-переменные расходы	тг./т	4 415	4 613	4 798	5 030	5 258	5 468	5 660	5 858	5 858	5 858	5 858	5 858
Условно-переменные расходы	млрд тг.	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1	0,1
Экономия от снижения условно-переменных расходов	млрд тг.		0,004	0,01	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Стоимость внедрения технологий с учетом сопутствующих расходов	млрд тг.		4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5	4,5
Денежный поток с учетом стоимости мероприятий	млрд тг.		-4,3	-4,1	-3,6	-3,1	-1,9	-1,7	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03

Таким образом, на условном месторождении В нецелесообразно проводить мероприятия по внедрению новых технологий по увеличению МРП из-за отсутствия экономического эффекта, т.е. получаемые выгоды не покрывают затраты на соответствующие мероприятия, которые, в конечном итоге, ухудшают денежный поток компании.

Выводы

Расчёты, произведенные согласно Методике, показывают, насколько внедрение новейших техник и технологий позволит повысить показатель МРП и будет ли данное внедрение экономически целесообразным для компании на тот или иной момент расчета. Комплексные решения борьбы с различными видами осложнений в конечном итоге могут дать значительный накопительный эффект в долгосрочной перспективе.

Увеличение МРП эксплуатации скважин нефтедобывающих компаний:

- является значительным резервом сокращения времени простоя оборудования в ремонте;

- сокращает условно-постоянные расходы и затраты на ремонты;
- позволяет снизить среднюю за год величину забойного давления и тем самым увеличить общее количество нефти, отбираемой из скважины в расчете на год;
- повышает производительность труда.

Методика расчёта экономической эффективности от увеличения МРП добывающих скважин позволяет определить:

- оптимальное значение прогнозируемого увеличения МРП с учетом соответствующих объемов и стоимостей мероприятий для достижения высокого уровня денежного потока компании;
- целесообразность проведения увеличения МРП на некоторых месторождениях в зависимости от того, насколько выгоды, достигнутые от снижения расходов от сокращения количества ПРС и увеличения доходов от уменьшения потерь нефти, покрывают расходы на соответствующие мероприятия.

Список использованной литературы

1. Расчет экономической эффективности от внедрения техники и технологий по увеличению МРП (сокращению количества ПРС) с сохранением фактического уровня добычи. Методические указания. – Нур-Султан, ТОО «Научно-исследовательский институт технологий добычи и бурения «КазМунайГаз», 2016. // Raschet ekonomicheskoj effektivnosti ot vnedreniya tehniki i tehnologii po uvelicheniyu MRP (sokrashheniyu kolichestva PRS) s sohraneniem fakticheskogo urovnya dobychi. Metodicheskie ukazaniya [Calculation of economic efficiency from the introduction of equipment and technologies to increase the TAT (reduce the number of WLO) while maintaining the actual level of production. Methodical instructions]. – Nur-Sultan, TOO «Nauchno-issledovatel'skij institut tehnologij dobychi i bureniya «KazMunajGaz» ["Research Institute of Production and Drilling Technologies" KazMunayGas" LLP], 2016.

МҰНАЙ ӨНДІРУШІ ҰҢҒЫМАЛАРЫН ПАЙДАЛАНУДЫҢ ЖӨНДЕУАРАЛЫҚ КЕЗЕҢІН ҰЗАРТУДЫҢ ЭКОНОМИКАЛЫҚ ТИІМДІЛІГІ

Р.Г. Хайретдинов, Ф.Е. Дабысов, С.В. Ишанғалиев
«ҚМГ Инжиниринг» ЖШС, Нұр-Сұлтан қ-сы, Қазақстан

Ұңғымаларды пайдаланудың жөндеуаралық кезеңіне оларды пайдаланудың геологиялық-физикалық, техникалық және технологиялық жағдайларын қамтитын көптеген факторлар әсер етеді. Ұңғымаларды пайдаланудың жөндеуаралық кезеңінің көрсеткіші неғұрлым жоғары болса, ұңғымалар қоры жоспарланған көрсеткіштерге сәйкес тиімді жұмыс істейді, сонымен қатар ұңғымаларды ұстауға арналған операциялық шығындар төмен болады, бұл сәйкесінше ұңғымаларды пайдаланудың экономикалық тиімділігіне әсер етеді.

Соңғы жылдары бірқатар мұнай компаниялары ұңғымаларды пайдаланудың жөндеуаралық кезеңін арттыру мәселесіне жіті назар аударуда. Төмендегілерге бағытталған іс-шаралар әзірленеді:

- өндірілетін өнімнің агрессивтілігінің төмендеуі;
- электр жетекті орталықтан тепкіш сорап қондырғысының конструкциясын жетілдіру;
- терең сорап жабдықтарының конструкциясын жетілдіру.

Бұл мақалада әдістемелік тәсіл қарастырылған және шартты кен орындары мысалында компанияның ақша ағынына жөндеу аралық кезеңнің ұзаруының әсерін талдау нәтижелері ұсынылған.

Негізгі сөздер: ұңғымаларды пайдаланудың жөндеуаралық кезеңі, электр жетекті орталықтан тепкіш сорап қондырғысы, ұңғымаларды жер астында жөндеу, ұңғымаларды күрделі жөндеу, істен шығу жұмыстары, терең сорап жабдықтары, асқынулармен күрес, сорап-компрессорлық құбырлар, асфальт-шайырлы-парафинді шөгінділер, ақша ағыны.

ECONOMIC EFFICIENCY DUE TO INCREASING THE TURNAROUND PERIOD OF OPERATION OF OIL PRODUCING WELLS

R.G. Khairtdinov, G.E. Dabissov, S.V. Ishangaliyev
KMG Engineering LLP, Nur-Sultan, Kazakhstan

The turnaround period of well operation is influenced by an extremely large number of factors covering the geological, physical, technical and technological conditions of their operation. The higher the indicator of the turnaround period of well operation, the more efficiently the stack of wells works according to planned indicators, as well as low, first of all, operating costs for well maintenance, which accordingly affects the economic efficiency of well operation.

In recent years, a number of oil companies have been paying close attention to the problem of increasing of the turnaround period of well operation. Measures being developed are aimed at:

- *reducing the aggressiveness of the extracted products;*
- *improvement of the installation design of an electric centrifugal pump;*
- *improving the design of downhole pumping equipment.*

Keywords: turnaround period of well operation, installation of an electric centrifugal pump, underground well repair, well overhaul, failure times, deep pumping equipment, control of complications, pumping and compressor pipes, asphalt-resin-paraffin deposits, cash flow.

Информация об авторах

*Хайретдинов Ренат Геннадьевич – заместитель генерального директора по экономике, r.khairtdinov@niikmg.kz.

Дабисов Гани Есенаманович – руководитель службы экономических исследований департамента бюджетирования и экономических исследований, g.dabissov@niikmg.kz.

Ишангалиев Серик Владимирович – эксперт службы технологий добычи и внутрискважинных работ департамента нефтяного инжиниринга; s.ishangaliyev@niikmg.kz.

ТОО «КМГ Инжиниринг», г. Нур-Султан, Казахстан

*Автор, ответственный за переписку

Требования к статьям научно-технического и производственного журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»

1. Правила публикации статей

В Журнале публикуются научные статьи по результатам исследований, опыт внедрения новой техники (новых технологий) и оборудования на производственных объектах в различных областях нефтегазовой отрасли в соответствии с рубриками Журнала.

Решение о публикации принимается Главным редактором и Редакционной коллегией журнала после рецензирования, с учетом научной и практической значимости и актуальности представленных материалов. Статьи, отклоненные Главным редактором и Редакционной коллегией, повторно не принимаются и не рассматриваются. Рукописи, оформленные не по требованиям, представленным ниже, возвращаются Авторам без рассмотрения.

При сдаче рукописи в редколлегию Авторам рекомендуется указать 3 (трех) потенциальных рецензентов (с полным именем и электронным почтовым адресом) из числа специалистов в данной области исследований.

Работа направляется на отзыв членам Редколлегии и одному из указанных рецензентов; по усмотрению Редколлегии могут привлекаться дополнительные рецензенты (слепое рецензирование); на основании экспертных заключений Главный редактор и Редколлегия принимает решение о публикации: принятие к публикации в представленном виде, необходимость доработки или отклонение. В случае необходимости рукопись направляется Авторам на доработку по замечаниям рецензентов и редакции, после чего она повторно рецензируется, и редколлегия вновь решает вопрос о приемлемости рукописи для публикации. Переработанная рукопись должна быть возвращена в редакцию в течение недели после получения авторами отзывов, в противном случае рукопись рассматривается как вновь поступившая. Рукопись, получившая недостаточно высокие оценки при рецензировании, отклоняется как не соответствующая уровню или профилю публикаций журнала.

Авторы несут ответственность за достоверность и значимость научно-практических результатов и актуальность науч-

ного содержания работ. Не допускается плагиат – незаконное использование материалов опубликованных работ: статей, монографий, патентов и др., являющихся предметом чужого творческого труда.

Редколлегия принимает на рассмотрение рукописи на казахском, русском или английском языках, присланные по электронной почте в форме присоединенных файлов, обозначаемых по фамилии первого автора (например, «Айтбаев.doc») на электронный адрес редакции vestnik@kmg.kz

На всех стадиях работы с рукописями, а также для общения с авторами и рецензентами редакция использует электронную почту, поэтому авторы должны быть очень внимательны к указанному в рукописи электронному адресу и должны своевременно сообщать о происшедших изменениях.

Публикации рассматриваются при условии, что авторы не передали аналогичный материал (в оригинале или в переводе на другие языки или с других языков) в другой журнал(ы), что этот материал не был ранее опубликован и не будет направлен в печать в другое издание или не принят в печать в другом журнале. Если в ходе работы над рукописью выяснится, что аналогичный материал (возможно, под другим названием и с другим порядком авторов) направлен в другой журнал, статья немедленно возвращается авторам, о происшедшем сообщается в журнал, принявший к рассмотрению этот материал.

2. Требования к статьям

Статья включает в себя индекс УДК, название и текст статьи, резюме, ключевые слова, список литературы, рисунки, таблицы, сведения об авторах. Все страницы рукописи, в том числе таблицы, рисунки следует пронумеровать. Кроме того, каждый рисунок должен быть оформлен в виде отдельного файла в оригинальном виде в формате jpg, gif, jpeg, tiff, диаграммы и объемные таблицы в формате excel и др. Файлы рисунков и таблиц обозначаются по фамилии первого автора с указанием номера рисунка или таблицы (Айтбаев_рис1, Айтбаев_табл2). Также отдельным фай-

лом присылается информация об авторах. Все материалы вносятся в одну папку с названием по фамилии первого автора и архивируются с помощью стандартных архиваторов WinRAR.

Представленные для опубликования материалы должны удовлетворять следующим требованиям:

1. Статья должна содержать результаты оригинальных научных исследований по актуальным проблемам нефтегазовой отрасли, ранее не опубликованные и не предназначенные к публикации в других изданиях. Статья сопровождается разрешением на опубликование от учреждения, в котором выполнено исследование. В разрешении указывается отсутствие информации по объектам прав интеллектуальной собственности (в том числе авторских прав, прав на изобретение, полезную модель, промышленный образец, прав на защиту нераскрытой информации от незаконного использования и иных прав), и материалы статьи не влекут нарушения прав интеллектуальной собственности иных лиц.

2. Заголовок статьи должен быть коротким и информативным, по возможности без аббревиатур, особенно если они относятся к узкой тематике. Печатается заголовок прописными буквами шрифтом Arial, 14, полужирный, посередине строки, без отступа, межстрочный интервал – 1,15. Перед заголовком пишется класс универсальной десятичной классификации (УДК) для того, чтобы систематизировать узкое направление статьи.

3. Аннотация на языке статьи приводится в начале статьи перед основным текстом и печатается шрифтом Arial, размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15. Она отражает цель работы, метод или методологию проведения работы, результаты работы, область применения результатов, выводы (объем аннотации не более 300 слов). Перевод аннотации и ключевых слов на английском и казахском языке (в случае статьи на русском языке, если статья на казахском, то перевод аннотации на русском и английском языках) пишется после списка использованной литературы.

4. Ключевые слова – пишутся на одной строке, через двоеточие, не более 10 слов или словосочетаний, шрифтом Arial,

размер 12, курсив, отступ 1,25, межстрочный интервал – 1,15.

5. Нумерация рисунков и таблиц должна быть последовательной. Таблицы и рисунки не должны быть вырезаны из других материалов. Названия должны быть краткими, но информативными, печатаются шрифтом Arial, размер 12, полужирный, выравнивание – посередине без отступа, межстрочный интервал – 1. Название таблицы пишется сверху таблицы, а название рисунка пишется под рисунком, после названия точка не ставится.

6. Размер шрифта Arial рисунков и таблиц – от 8 до 12. Не использовать в столбцах и строках одинаковую информацию. Лучше вынести ее в преамбулу таблицы или в послетабличную запись, используя шрифт Arial, размер 10.

7. Информация на рисунках должна быть читаемой. При использовании обозначений в подрисунковой/подтабличной надписи дается расшифровка условных обозначений, используя шрифт Arial, размер 12, курсив, межстрочный интервал – 1.

8. Основной текст должен быть логически структурированным. Рекомендуется использовать следующие подзаголовки: введение, основная часть, расчетная часть, экспериментальная часть, результаты и обсуждение, выводы и заключение, список использованной литературы. Печатается шрифтом Arial, размер 12, через 1,15 компьютерного интервала, между словами – 1 пробел, абзац (отступ) – 1,25 см, поля – верхнее и нижнее – 2 см, левое – 3 см, правое – 1,5 см.

9. Размер статьи – не более 10 стр. (статьи обзорного характера – 15–20 стр.). Рисунков, а также и таблиц, должно быть не более 10 ед. Упоминания в тексте рисунков и таблиц следует оформлять так же, как и текст (шрифт Arial, размер 12), используя при этом краткую форму постоянной части названия («рис. 1», «табл. 2»).

10. Для набора сложных математических формул используется стандартный редактор Equation Editor формул в программе Word.

11. Список литературы должен содержать только те публикации, на которые есть ссылки в тексте и которые приводятся в порядке упоминания в тексте. Список не должен превышать более 20 пунктов, предпочтительно современных изданий. Каждый источник упоминается в списке

один раз, вне зависимости от того, как часто на него делается ссылка в тексте работы. Ссылки на номер источника в списке в тексте следует приводить в квадратных скобках. Оформление публикаций проводится по ГОСТу 7.1-2003.

Оформление статей в периодических журналах:

Фамилия, инициалы авторов, название статьи (без кавычек). – Название журнала (без кавычек), место издания (может быть название издательства), год, номер, страницы.

Оформление монографий:

Фамилия, инициалы авторов, название монографии. – Издательство и место издания, год, общий объем, страницы цитаты.

12. После списка литературы приводятся Название статьи, авторы, резюме и

ключевые слова сначала на казахском, потом на английском (это в случае если сама статья подготовлена на русском языке). Оформление данного материала проводится также, как представлены эти компоненты статьи на основном языке.

13. После этого приводится краткая информация об авторах, включающая ученую степень, звание, должность и организацию, электронную почту. Если авторы статьи работают в одной организации, ее название пишется после всех авторов.

14. В отдельном файле, обозначенном (например, «Айтбаев_сведения об авторах») приводится более подробная информация, в частности, в обязательном порядке полный почтовый адрес и телефоны всех авторов, а также указание, кто будет вести переписку и отвечать на вопросы редакции.

**Состав редколлегии журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»**

Ф.И.О.	Должность, звание, степень
Главный редактор	
Хасанов Бахытжан Кенесович	Генеральный директор (председатель Правления) ТОО «КМГ Инжиниринг»
Заместители главного редактора	
Карабалин Узакбай Сулейменович	Заместитель председателя Ассоциации «KAZENERGY», академик Международной инженерной академии и Национальной инженерной академии РК, докт. техн. наук
Огай Евгений Кипониевич	Главный технический советник Генерального директора ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Члены редколлегии	
Ибрашев Кенжебек Ниязович	Генеральный директор Ассоциации «KAZENERGY», канд. техн. наук
Куандыков Балтабек Муханович	Президент компании ТОО «Меридиан Петролеум», президент Казахстанского Общества Нефтяников-Геологов (КОНГ), докт. геол.-мин. наук, академик Международной академии минеральных ресурсов (г. Алматы, Казахстан)
Кулекеев Жаксыбек Абдрахметович	Эксперт дисциплинарный ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. экон. наук, профессор
Утеев Рахим Нагангалиулы	Директор Атырауского филиала ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. наук PhD по геологии, ассоциированный профессор АО «Казахстанско-Британский технический университет»
Умралиев Бауржан Тажикенович	Эксперт службы технической оценки проектирования ТОО «КМГ Инжиниринг», докт. техн. наук
Мунара Аскар	Директор ТОО «КазНИГРИ», докт наук PhD по геологии
Сармурзина Раушан Гайсиевна	Советник Заместителя Председателя Ассоциации «KAZENERGY», докт. хим. наук
Нуртаева Гульнара Камидоллаевна	Ведущий инженер ТОО «КМГ Инжиниринг», канд. хим. наук, докт. пед. наук
Золотухин Анатолий Борисович	Советник при ректорате, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, научный руководитель Института арктических нефтегазовых технологий РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, докт. техн. наук, профессор
Исмаилов Фахреддин Саттарович	Докт. PhD в области технических наук, руководитель Научно-исследовательского проектного института «Нефтегаз» (SOCAR)
Агзамов Фарит Акрамович	Профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Уфимского государственного нефтяного технического университета, докт. техн. наук
Абилхасимов Хаирлы Бабашевич	Докт. геол.-мин. наук, академик Академии минеральных ресурсов РК
Габдуллин Маратбек Тулебергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, докт. PhD по физике плазмы, профессор



Памяти Золотухина Анатолия Борисовича

13 марта 2022 года, на 77-ом году ушел из жизни известный ученый, профессор кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений, научный руководитель Института арктических нефтегазовых технологий РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина **Золотухин Анатолий Борисович**.

Анатолий Борисович родился 11 марта 1946 г. в г. Москве, РФ. Окончил МИНХиГП им. И.М. Губкина по специальности «Технология и комплексная механизация разработки нефтяных и газовых месторождений» (1969 г., г. Москва, РФ) и аспирантуру (1972 г., г. Москва, РФ), а также имел высшее образование по специальности «Прикладная математика» (МГУ им. М.В. Ломоносова, 1977 г., г. Москва, РФ). Доктор технических наук, защитил докторскую диссертацию по теме «Системный подход к проектированию разработки нефтяных месторождений» (1991 г., г. Москва, РФ).

Многие годы трудовой путь Золотухина А.Б. был связан с РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, начиная с должности младшего научного сотрудника кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений и до должности проректора университета.

Долгие годы возглавлял нефтяную кафедру Университета г. Ставангер, Норвегия. Является действительным профессором нескольких университетов РФ и Европы. Заслуженный лектор общества инженеров-нефтяников (SPE Distinguished lecturer), читал лекции в университетах США и Европы, странах содружества независимых государств, университетах и компаниях РФ. Золотухин А.Б. является автором свыше 140 научных работ. Награжден несколькими медалями за достижения в науке, почетными званиями за заслуги в области образования, развитие науки и экономики. Внёс неоценимый вклад в освоение нефтегазовых ресурсов Арктики.

На протяжении последних двух лет Золотухин А.Б. являлся членом редакционной коллегии журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана», осуществлял рецензирование работ, оказывал методологическое и научное сопровождение журнала, начиная с первого выпуска.

Коллектив редакции журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана» выражает глубокие соболезнования родным и близким Анатолия Борисовича, а также коллегам, понесшим тяжелую утрату.

*ТОО «КМГ Инжиниринг»,
редакция журнала «Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»*

Подписано в печать 26.04.2022 г.
Формат 72x104. Гарнитура Arial.
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Жарқын Ко»
010000, г. Нур-Султан, пр. Абая, 57/1.
Тел.: +7 (7172) 21-50-86.
www.zharkyn.kz

Республика Казахстан,
Z05HOB4, г. Нур-Султан,
БЦ Изумрудный квартал,
ул. Д. Кунаева 8, Блок «Б»
тел.: 8(7172) 579-746
e-mail: vestnik@kmg.kz
site: vestnik-ngo.kz