

ISSN 2707-4226

НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ КАЗАХСТАНА
ВЕСТНИК



Научно-практический журнал

№ 2 (7) 2021

Научно-практический журнал

**ВЕСТНИК
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
КАЗАХСТАНА**

№ 2 (7) 2021

Нур-Султан 2021

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

Тираж 300 экз.

Почтовый адрес:

г. Нур-Султан,
пр. Кабанбай Батыра, 17

Тел. +7-7172-235-576

E-mail: vestnik@kmg.kz

website: kmggen.kz

© ТОО «КМГ Инжиниринг»

АО «НК «КазМунайГаз»

Содержание

Исказиев К.О., Сынгаевский П.Е., Хафизов С.Ф.

Нефть на больших глубинах. Залежи оффшорных
месторождений Мексиканского залива в отложениях
свиты Норфлет. История освоения и перспективы.....3

Амельченко Н.В., [Соболев Д.М.], Котов В.П., Калиев С.М.

Прогноз нефтегазонасыщения разреза по
результатам интерпретации материалов
сейсморазведки инновационными способами на
территории Республики Казахстан27

Токарев В.И., Ахмет А.А., Гарифов А.К.

Обоснование применения метода внутрислоевого
горения на месторождении высоковязкой нефти42

Хадаров Р.Е., Таджибаев М.О.

Аномально высокие пластовые давления на участках
с ухудшенным энергетическим состоянием54

**Сейтхазиев Е.Ш., Утеев Р.Н., Мустафаев М.К., Лю Ш.,
Сарсенбеков Н.Д., Досмухамбетов А. К., Джумабаев Т.Е.**

Применение биомаркеров и фингерпринтинга нефти
для расшифровки генетической принадлежности
нефти и прогнозирования пути миграции нефти на
месторождении Нуралы61

**[Ергожин Е.Е.], Чалов Т.К., Ковригина Т.В.,
Мельников Е.А., ХакиMBOLАТОВА К.Х.**

Повышение качества оборотной воды методом
импульсной электромагнитной обработки.....76

**Мысаханов М.А., Жакыпов А.С., Бахадур А.М.,
Хан Н.В., Ерланулы Е., Габдуллин М.Т.**

Сравнительные испытания порошка золы уноса в
качестве твердотельного деэмульгатора.....84

Агзамов Ф.А.

О долговечности крепи нагнетательных скважин.....91

Баширова А.И., Галас И.Р., Лягов И.А., Назыров М.Ф.

Технология управляемой глубокопроникающей
перфорации методом радиального бурения каналов
с использованием технической системы «Перфобур»
для интенсификации притока пластов-коллекторов ..99

**Марданов А.С., Юсубалиев Р.А., Ергалиев А.А.,
Рахметуллин А.М.**

Оценка эффективности бурения горизонтальных
скважин на месторождениях с высоковязкой
нефтью на примере месторождения Тенгри 111

**Требования к статьям научно-технического
и производственного журнала «Вестник
нефтегазовой отрасли Казахстана» 124**

**Состав редколлегии журнала
«Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана»..... 127**

УДК 553.98

НЕФТЬ НА БОЛЬШИХ ГЛУБИНАХ. ЗАЛЕЖИ ОФФШОРНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ МЕКСИКАНСКОГО ЗАЛИВА В ОТЛОЖЕНИЯХ СВИТЫ НОРФЛЕТ. ИСТОРИЯ ОСВОЕНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ

К.О. Исказиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

Во второй части статьи о глубоководных залежах в свите Норфлет в Мексиканском заливе рассматривается история открытий в результате реализации самого масштабного геологоразведочного проекта, а вместе с ним и проекта освоения открытых залежей, реализованного компанией Шелл.

Более подробно рассмотрена история открытия месторождения Аппоматокс. Это открытие сыграло ключевую роль во всей истории этого проекта, став триггером перехода к беспрецедентным темпам геологоразведки на сверхглубокие горизонты на сверхглубокой воде (совокупно – более 10 км).

В заключительной части рассмотрены предпосылки дальнейших геологоразведочных работ в целом на перспективные объекты в отложениях свиты в Мексиканском заливе.

Ключевые слова: Мексиканский залив, свита Норфлет, открытие Аппоматокс, золотой, сверхглубокие залежи.

Введение

Во второй части статьи более подробно рассматривается история открытий и некоторые геологические особенности месторождений в свите Норфлет. Этот пример характеризует относительно новый сценарий освоения сложного как в геологическом, так и техническом отношении объекта. В большинстве примеров по всему миру можно наблюдать реализацию подобных проектов силами консорциумов. Зачастую, причем не только в развивающихся странах, но и, например, в Норвегии, наличие консорциума является обязательным условием для получения прав недропользования. В данном же случае компания Шелл не только начала его самостоятельную реализацию, но и предприняла значительные усилия для монополизации своего положения. Время наиболее интенсивных работ – середина – II половина 2010-х гг. этого столетия – не самое благоприятное для нефтяной промышленности. Тем не менее компании удалось реализовать вполне успешный проект.

Пример наглядно показывает, что очень крупная компания, получив эксклюзивный опыт и имея необходимые ресурсы, в т.ч. финансовые, вполне может быть эффективной и при самостоятельной реализации. В то же время существовал (до открытия м. Аппоматокс) существенный риск того, что компания прекратит дальнейшие геологоразведочные работы. И

такой риск существенно снижается при мозаичном распределении лицензионных участков, когда множество компаний, иногда и не очень крупных, ведут работы на соседних участках параллельно. Таким образом, все 3 варианта (консорциумы, монополисты и отдельные недропользователи) имеют как свои плюсы, так и минусы.

Этот опыт может быть весьма полезен при определении сценариев поисков и освоения сверхглубоких залежей и в других регионах мира, в т.ч. и в Прикаспийском мегабассейне.

Свита Норфлет. История разведки. Характеристика основных открытий

Разведка отложений свиты Норфлет началась намного ранее, чем появились технологии глубокого морского бурения. Вероятно, первая скважина вскрыла отложения свиты ещё в 1935 г., несколько позднее, в 1947 г., эта часть разреза получила своё название и стратиграфическую привязку. Понадобилось ещё 20 лет, прежде чем в этих отложениях в штате Миссисипи компанией Шелл было открыто промышленное м. **Пелахатчи**. Обнаруженная нефтяная залежь с аномально высоким пластовым давлением вызвала большое удивление и, что вполне естественно, значительный интерес геологов того времени (Cockrell, 2005 [1]). Оффшорная разведка на этом объекте началась в 1979 г. буре-

нием сверхглубокой скважины Мэри-Энн компанией Мобил Ойл.

В 1988 г. компания Шелл сформировала интегрированную группу специалистов для оценки перспектив нефте- и газоносности мезозоя глубоководных участков восточного сектора Мексиканского залива. Её основной задачей стояла подготовка обоснования для участия в предстоящем в декабре 2001 г. лицензионном аукционе № 181, который включал территорию 256 блоков (1,47 млн акров). Исходной стратегией была покупка участков, на которых присутствовали крупные положительные структуры юрских отложений. Объекты более мелкого ранга рассматривались как вторичные цели, которые могут представлять дополнительный интерес только в случае крупного открытия, способного гарантированно покрыть затраты на строительство терминала раздачи. Основными углеводородными (далее – УВ) комплексами глубоководья считались песчаники свиты Хлопковой долины (титон), Хейнсвилл (кимеридж) и Норфлет (келловей-оксфорд).

В последовавшем аукционе Шелл, обойдя ещё 16 конкурентов, успешно выиграл все тендеры на блоки с крупнейшими объектами, заплатив за десятилетние лицензии суммарный бонус в размере 340 474 113 долл. США (ВОЕМ, 2020 [2])¹. Первоначальный план включал бурение, по крайней мере, трех разведочных скважин на различных участках, которые должны были дать возможность оценить перспективность всего стратиграфического интервала мезозоя и целого ряда возможных ловушек. Первые 2 объекта были выбраны совершенно независимо, а третий должен был по возможности учитывать их результаты.

Характеристика сверхглубоких объектов Мексиканского залива

История поиска коммерчески успешного сверхглубокого месторождения свиты Норфлет позволяет оценить временные рамки такого проекта. На разработку концепции и обоснование перспективности юрских комплексов в условиях строгой конфиденциальности компания Шелл зат-

ратила почти 3 года. Ещё 2 года потребовалось на планирование и подготовку к бурению первого объекта – Шилох. И после первого некоммерческого открытия – ещё 7 лет, прежде чем на карте Мексиканского залива появилось м. Аппоматокс². Отметим также, что к 2014 г. период между сбором и обобщением первичной информации и бурением первой сверхглубокой скважины в бассейне Сычуань (Китай) также оценивался промежутком не менее трех лет³.

Месторождение Шилох (DC 269)

Первым объектом для поискового бурения в 2003 г. была выбрана структура Шилох (рис. 1). Скважина, вскрывшая верхнеюрский разрез, позволила оценить перспективность трех расположенных друг над другом объектов и впервые детально охарактеризовать сверхглубокую УВ-систему. Результаты оказались одновременно положительными и разочарывающими: интервалы Хлопковой долины и Хейнсвилла не содержали значительного количества песчаных коллекторов, однако вместо них были выявлены морские отложения с высоким УВ-потенциалом, который существенно снижал геологические риски других объектов. В структуре титонского яруса, в тонком прослое песчаника выявлена незначительная нефтяная залежь. В кимеридже (свита Хейнсвилл) вскрыто чередование мергелей и карбонатных аргиллитов, при вскрытии песчаников Норфлет в шламе были отмечены обильные нефтепроявления. Бурение было проложено, пока на забое в 7282,5 м не был встречен слой ангидритов, проинтерпретированный как расположенная в кровле соляного массива пачка Сосновый холм. Было подтверждено наличие активной работающей УВ-системы, и присутствие следов подвижной нефти внушало определенный оптимизм. Ствол был заброшен, а в скважине на уровне свиты Шмаковер сделана боковая зарезка с целью отбора сплошного керна (использовался керноотборник с 55-метровым «карманом»⁴); в результате был получен практически 100%-й вынос материала, полностью покрывший участок повышенных сопротивлений до отметки

¹ Стратегия, получившая в дальнейшем неофициальное название «Все или Ничего» (“Go big or get out!”).

² Далее перспективные объекты, как открытия, так и «сухие», будут рассмотрены в хронологическом порядке их опоскования (табл. 1 первой части).

³ Начало работ по этой проблеме в Китае было засекречено, и в настоящее время не представляется возможным точно оценить его длительность.

⁴ Максимальная длина колонки керна, выносимого за 1 рейс.

7272,5 м, которая интерпретировалась как водонефтяной контакт (далее – ВНК). Пластоиспытателем были взяты пробы пластовой нефти плотностью 42,2° и 45,1° API. Ниже отметки контакта в серых песчаниках были отмечены следы флюоресценции и пятен нефти. При петрографическом анализе следы УВ также отмечались в газо-жидких микровключениях и в виде каемок вокруг зерен.

Эта часть существовавшей ранее залежи была разрушена в результате сдвига блока по поверхности пластичной соли и нарушения сплошности покрывки в свите

Шамавер. Моделирование истории УВ-системы позволило установить меловое время как время начала генерации нефти, её (частичную) сохранность, по крайней мере, в течение 65 млн лет, а максимальное заполнение всей мощности песчаного интервала в 76,2 м – в течение 20–30 млн лет. Этот вывод крайне важен, поскольку дает возможность увидеть ещё один фактор сохранности свойств коллекторов на больших глубинах – **наличие УВ в поровом пространстве до начала интенсивного погружения.**

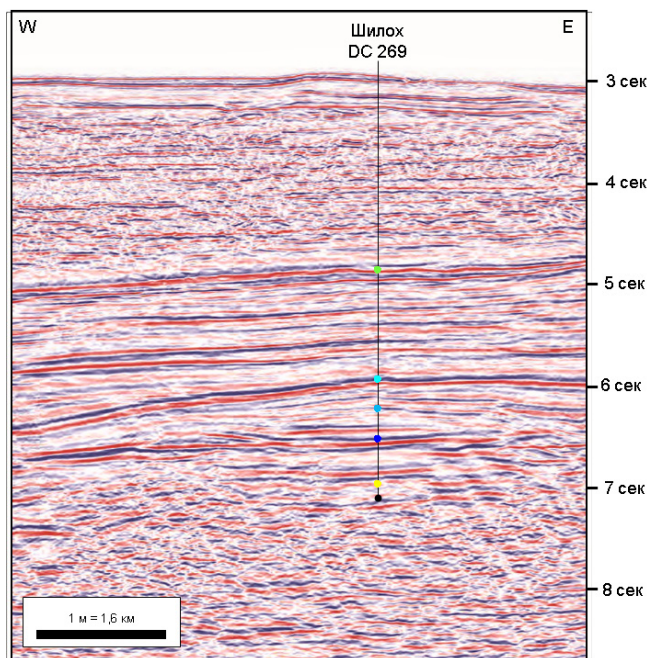


Рисунок 1. Сейсмический профиль через структуру Шилох с положением скв. DC 269

Обозначения (здесь и далее):

W – запад, E – восток;

DC – Каньон де Сото.

Месторождение Вискбург-«В» (DC 353)

Второй объект Норфлет был пробурен в сентябре 2007 г., 4 года спустя после первого открытия (рис. 2). При его оценке учитывались также результаты бурения в области Дестин Дом компании Эксон, где в некоторых скважинах не было выявлено песчаников Норфлет, а известняки Шамавер залегали непосредственно на соли Луанн. Положительная структура была связана с приподнятой стороной локального надвига и разбита серией разломов. Открытый сброс пересекал песчано-гли-

нистые отложения на отметке 7604,8 м и, вероятно, вызывал дробление хрупких участков с кварцевой цементацией.

В продуктивной части Вискбург-«В» выделяется до пяти крупных седиментационных циклов, представленных флювиальными слоистыми алевритисто-глинистыми разностями с прослоями алевролитов и песчаников, которые перекрываются несколькими золотыми покровами и верхними частями дюн/барханов. Завершают цикл располагавшиеся выше уровня грунтовых вод литофации себкх. Средняя пористость такого цикла около 17%, а пористость зо-

ловых разностей – до 20%. Пористость и проницаемость возрастают в водонасыщенной части свиты, вероятнее всего, из-за отсутствия там битумов. В пределах продуктивной части возрастает толщина пленок хлорита, который по мере вытеснения кислотными УВ пластовой воды получает дополнительное железо, поглощая гематит. Увеличение глинистой составляющей вокруг обломочных зерен приводит к снижению эффективной пористости. Ниже находящегося на отметке 7513,3 м современного ВНК проницаемые песчаники характеризуются красноватой окраской.

Объем твердых битумов в Висксбурге-«В» вызывал большую озабоченность разработчиков и ставил под вопрос возможность коммерческой успешности проекта. Его вертикальное и особенно латеральное распространение остаются невыясненным фактором. Источником битума считают обогащенный асфальтенами, водородсодержащий кероген из карбонатных разностей нижней подсвиты Шмаковер. Месторождение характеризуется достаточно уникальным строением, с потенциально УВ-генерирующими карбонатами, присутствующими в лежачем блоке ниже коллекторов и висячем – перекрывающими их.

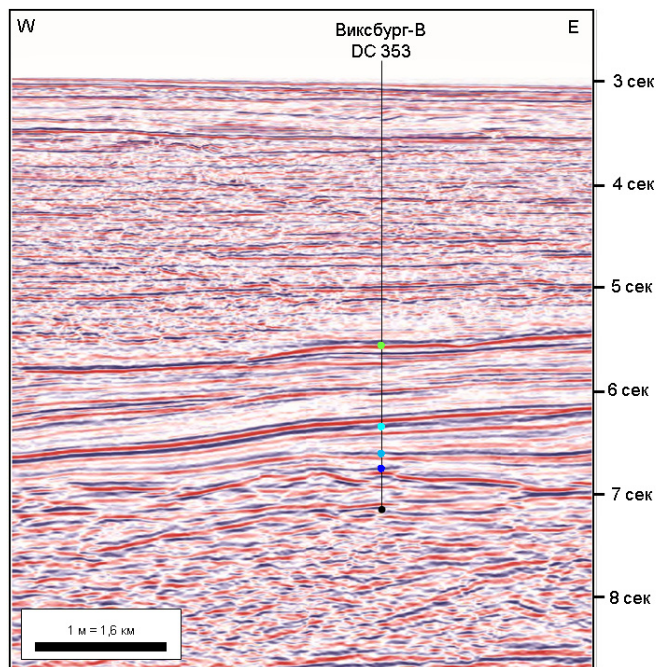


Рисунок 2. Сейсмический профиль через структуру Висксбург-«В» с положением скв. DC 353

«Сухая» структура Фредриксбург (DC 486)

Объект Фредриксбург был вскрыт бурением в 2008 г. Он представляет собой не нарушенную разломами антиклиналь, сформировавшуюся вскоре после быстрого отложения песчаников Норфлет (рис. 3). Палеобассейн этого участка представляет относительно небольшую, ограниченную соляными структурами, территорию. Быстрое накопление песчаного материала привело к увеличению скорости проседания в результате избыточной нагрузки, и мощности в центральной части заметно превышают периферийные. По мере отжатия

солей перекрывающие их базальные части Норфлет залегли на поверхности фундамента и прекратили свое погружение. По мере завершения инверсии мини-бассейна этот комплекс образовал «черепашью» структуру с максимальными мощностями песчаных пород в сводовой части. Подсолевые породы интерпретируются как фундамент, представленный обломками базальта в глинистой массе. По данным сейсморазведки такой тип структур юрского комплекса достаточно часто встречается в описываемом районе и связан с так называемыми «котлообразными мини-бассейнами» (мульдами). Они подтверждены

бурением структур Петербург (DC 525) и Рыба-меч (DC 843) (Godo, 2019 [3]).

В литофациях структуры преобладают флювиальные разности, вероятно, с небольшими временными дюнами, сформировавшимися в кровле при понижении уровня воды. Все песчаные породы – обогащенные гематитом песчаники, разнообразные алевролиты и аргиллиты – характеризуются красноватым или красно-бурым оттенком. Более мелкозернистые разности сосредоточены в основании разреза. Увеличение доли песчаного материала связывают с формированием расположенных близко к зеркалу поверхностных вод, дюн. При подъеме этого уровня происходило перераспределение глинистых частиц, которые заполняли поровое пространство, частично или полностью изменяли текстуру осадка. Засушливые участки дюновых комплексов меняли свою структуру при появлении в них грунтовой

влаги и позволяли дождевым потокам формировать глинистые покрытия.

Пористость, рассчитанная по каротажным материалам, составляла 10–16%, а значения проницаемости оценивались как исключительно низкие. Данные отобранного боковым керноотборником керна, как правило, составляли от 6% до 12%, с одним значением в 19,8%, и абсолютными проницаемостями, не превышающими 1 мД. В шлифах отмечалось большое количество микропористости, связанной с глинистыми минералами: хлоритовыми корками, в различной степени измененными полевыми шпатами и фрагментами вулканических пород.

Несмотря на наличие в кровле нефтематеринских пород в стадии зрелости, в этих песчаниках отсутствовали следы УВ. Низкопроницаемый интервал Норфлет не смог создать относительное понижение пластового давления и обеспечить нисходящую миграцию нефти.

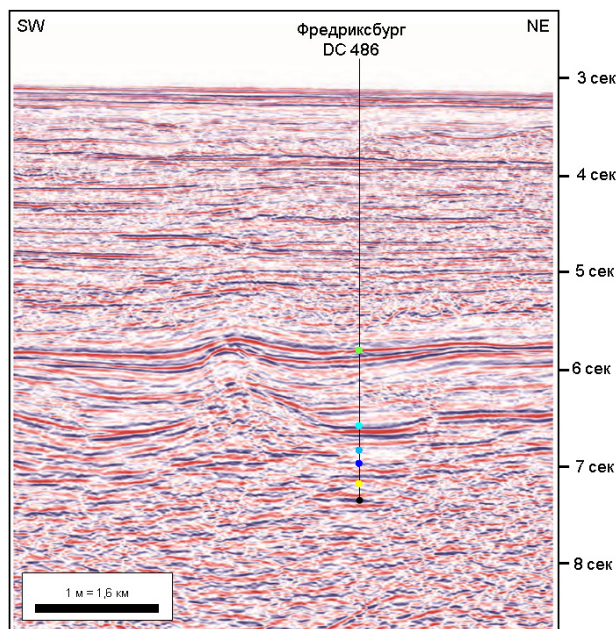


Рисунок 3. Сейсмический профиль через структуру Фредриксбург с положением скв. DC 486
Обозначения (здесь и далее):
SW – юго-запад, NE – северо-восток.

Структура Антиетам (DC 268)

Объект, расположенный в пределах той же структуры и характеризующийся сходной историей развития, что и Шилох, был вскрыт бурением в 2009 г. (рис. 4). При проходке вышележащей свиты Хейнсвилл, по данным шламометрии, на отметках

6830,6 м и 6906,8 м были отмечены газопроявления. После каждого из них на платформе увеличивали плотность раствора примерно на 0,03 г/см³, а вскоре сделали дополнительную обсадку. При вскрытии Норфлет отмечались хорошие, от коричнево-серых до темно-серых, песчаники с

нефтепроявлениями и флюоресценцией. На показаниях метода сопротивлений на буровой колонне был отмечен предполагаемый ВНК, ограничивающий примерно 9,1 м суммарной мощности залежи. Бурение было продолжено, и в нижней части свиты обнаружили ещё 39,6 м флювиальных осадков, после чего на забое скважина вскрыла кровлю Луанн. Мощность песчаника составила 182,9 м со средней пористостью около 20%; нижняя флювиальная часть с красным оттенком по данным каротажа оценивалась менее чем в 10%.

Незначительные нефтенасыщенные мощности в кровле свиты соответствуют последней замыкающейся изогипсе региональной покрывки Шмаковер. Ниже неё в

результате смещения по разлому песчаники перекрыты более молодыми осадками. Присутствие остаточной нефти и серая окраска в образцах шлама показали, что весь эоловый интервал был заполнен подвижными УВ. Утечка и расформирование основной части нефтенасыщенного интервала произошли из-за значительного времени, в течение которого более низкие капиллярные давления позволили миграцию вверх по разрезу. На основании лабораторного моделирования было высказано предположение о смене гидрофильности пород покрывки и постепенном увеличении относительной проницаемости для нефти (Aplin, 2005 [4]).

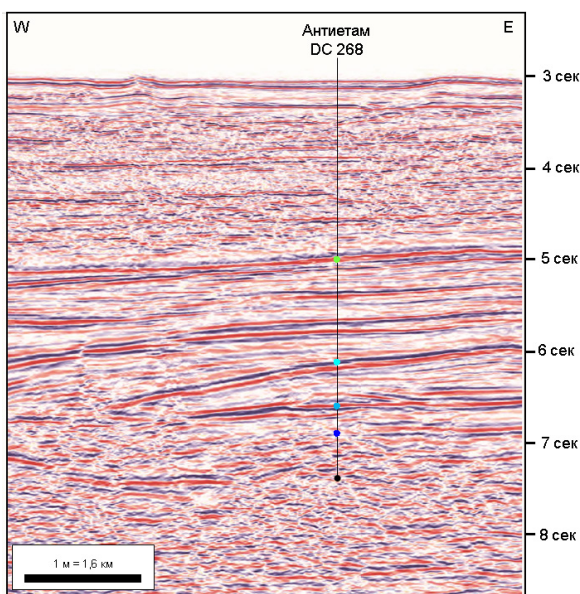


Рисунок 4. Сейсмический профиль через структуру Антиетам с положением скв. DC 268

Месторождение Аппоматокс (МС 392)

После открытия Вискбург «сухая» скважина в структуре Фредриксбург казалась смертельным приговором всей концепции глубоководного Норфлета и, уже вполне очевидно, его сверхглубоким объектам. Однако команда специалистов Шелл предложила план бурения двух независимых скважин в структурах Аппоматокс и Антиетам, которые должны были определить будущее этого направления. Неофициальное обоснование, основанное, впрочем, на предыдущем опыте, звучало как «наше открытие может быть всего одну синклиналь от нефтепроявления»: Аппо-

матокс от Шилоха и Антиетам от Вискбурга. То есть для минимизации риска геологи предложили разбуривать структуры, расположенные в непосредственной близости с подтвержденными, идя от известного к неизвестному.

В 2009 г. первая скв. МС 392 № 1 (рис. 5–9) вскрыла нефтенасыщенные коллекторы высокого качества в ловушке, **полностью** заполненной нефтью. Это произошло спустя 9 лет после приобретения лицензии и 7 лет после первой некоммерческой залежи. Команда была счастлива, поскольку по даже грубым прикидкам описанные объемы гарантировали экономический успех. Можно только предста-

вить себе их радость, когда боковой ствол вскрыл в погруженном блоке ещё одну залежь, также полностью заполнившую ловушку. Однако оставался вопрос: каковы размеры этой второй залежи? Чтобы ответить на него, был спроектирован ещё один ствол MC 392 № 1 St2 BP1, идущий по продуктивному интервалу под большим углом (в среднем от 60° до 85,2°), практически параллельно кровле соли. Результатом этого открытия стала самая глубокая нефтяная залежь с ВНК, уверенно выделенном на материалах каротажа (на трубах) и подтвержденном градиентами давлений пластоиспытателя на отметке 8005,6 м. Резкая граница примерно с 7998 до 8005,6 м, обильные нефтепроявления и серая окраска, по крайней мере, ещё на 45,7 м позволили предположить, что там также присутствовала подвижная нефть, а некоторая утечка УВ всё-таки имела место. Суммарная нефтенасыщенная мощность залежи в северо-восточной части была 320 м, а в южном блоке – 518,2 м. Здесь была написана первая страница истории нового направления.

Дальнейшее оценочное и эксплуатационное бурение было отложено из-за моратория, введенного Администрацией Президента США после трагических со-

бытий на Макондо⁵. Бурение было возобновлено в июле 2011 г., а выполненные в это время исследования позволили предположить, что в уникальной УВ-системе Норфлет нефть может удерживаться не более 20 млн лет, после чего начинается расформирование залежи (Godo, 2019 [3]). Дальнейшая доразведка смежных участков проводилась с 2012 по 2013 гг., подтвердила это предположение. Структура Коринф (рис. 9) оказалась «сухой», точнее, разрушенной, а объект Вискбург-«А» добавил около 100 млн барр. запасов.

В июле 2015 г. Шелл в партнёрстве с принадлежащей Китайской Национальной Корпорации фирмой Нексен санкционировал разработку группы месторождений, которая стала первым коммерчески успешным проектом глубоководного комплекса Норфлет. Суммарные извлекаемые запасы группы оцениваются в 480 млн барр. с дополнительными ресурсами м. Рутбург (100 млн барр.) и Геттисбург (50 млн барр.). При этом минимальная цена нефти марки Brent при расчетной 10%-й прибыльности проектов оценивается в 50,8 долл. США/барр. Открытия расположенных рядом м. Форт Самтер (2016 г.) и Дурв (2018 г.), вероятно, изменят эту ситуацию к лучшему.

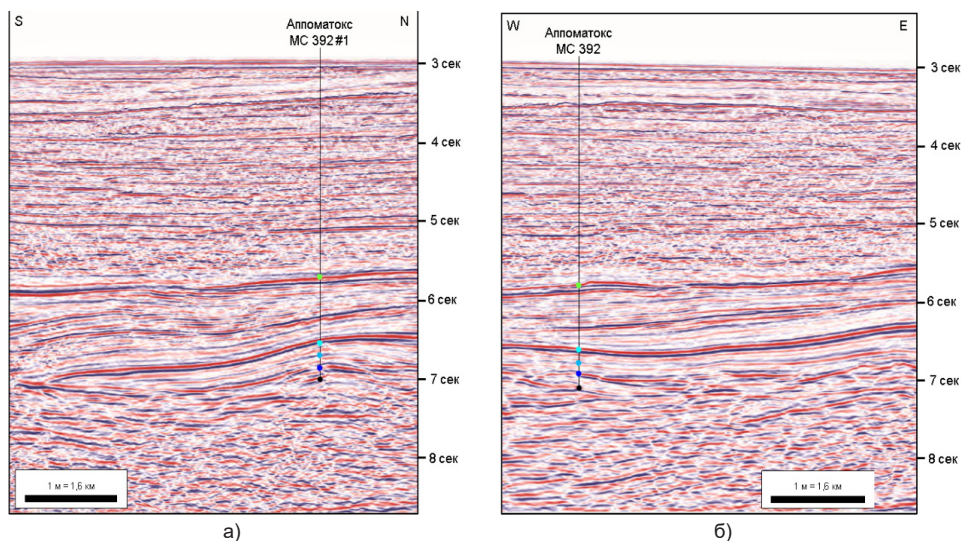


Рисунок 5. Сейсмический профиль через структуру Аппоматокс с положением скв. MC 393:
а) направление SN; б) направление WE

Обозначения (здесь и далее):
N – север, S – юг, W – запад, E – восток;
MC – Каньон Миссисипи.

⁵ Авария 20 апреля 2010 г. на нефтедобывающей платформе Deerpwater Horizon в Мексиканском заливе при бурении скважины British Petroleum на глубоководной структуре Макондо. Взрыв унес жизни 11 рабочих, привел к выбросу в океан 4,9 млн барр. нефти.

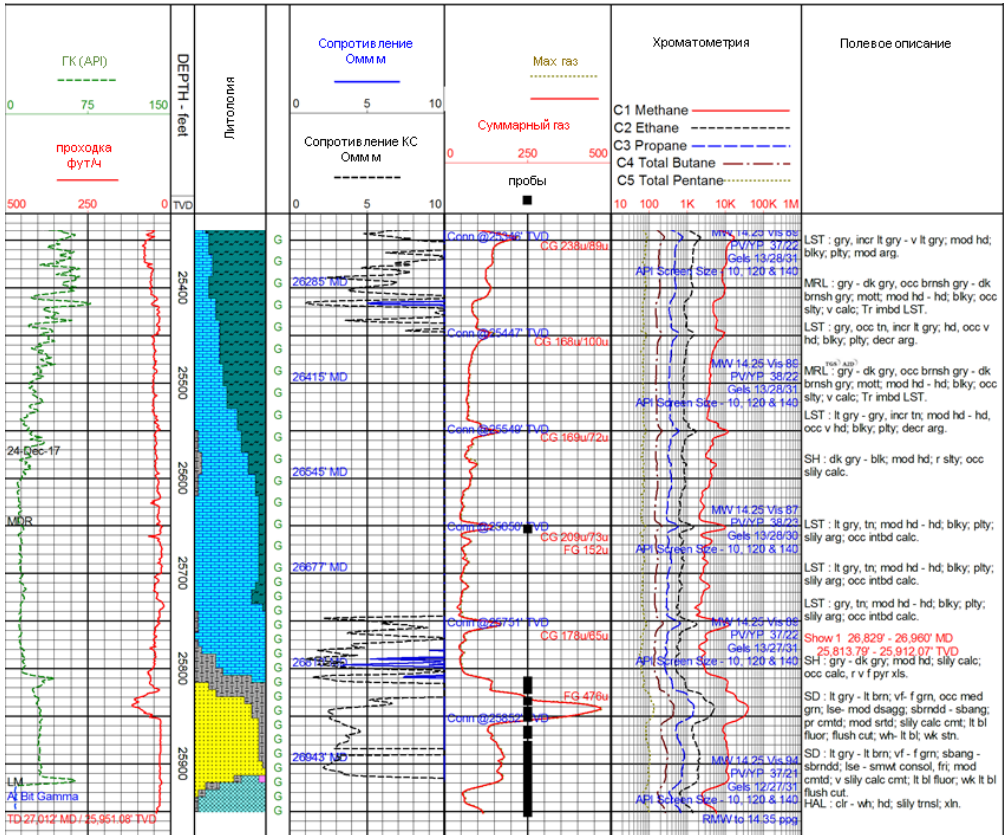


Рисунок 6. Месторождение Аппоматокс, скв. MS 392 № 1. Шламограмма продуктивного интервала и каротаж на буровых трубах (LWD) ГК и КС

Обозначения (здесь и далее):

ГК – гамма-каротаж;

КС – каротаж методом электрического сопротивления;

LWD – logging while drilling, каротаж во время бурения.

Песчаники свиты Норфлет со следами флюоресценции и серой, серо-бурой из-за следов нефти, окраски. На забое (7909,9 м) – присутствие ангидрита (розовое) и галита. В вышележащей свите Шмаковер виден постепенный переход от плотных карбонатов к глинистым мергелям.

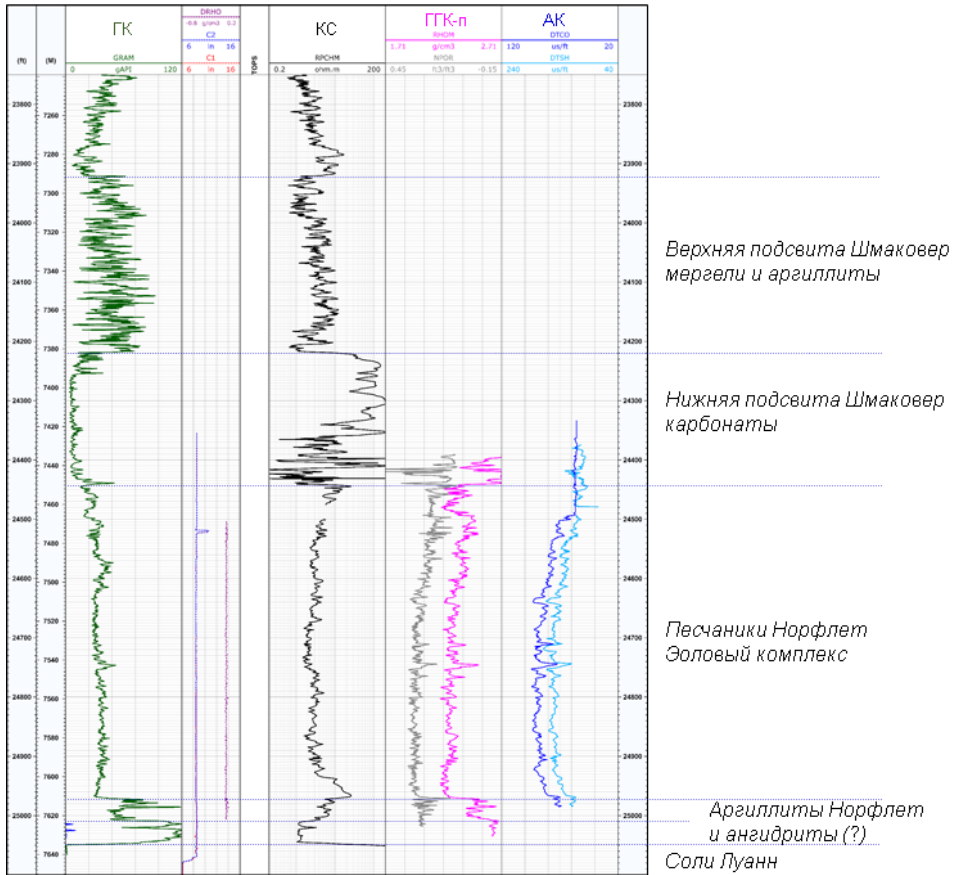


Рисунок 7. Месторождение Аппоматокс, скв. МС 392 №1. Основные подразделения УВ-системы Норфлет и их каротажные характеристики

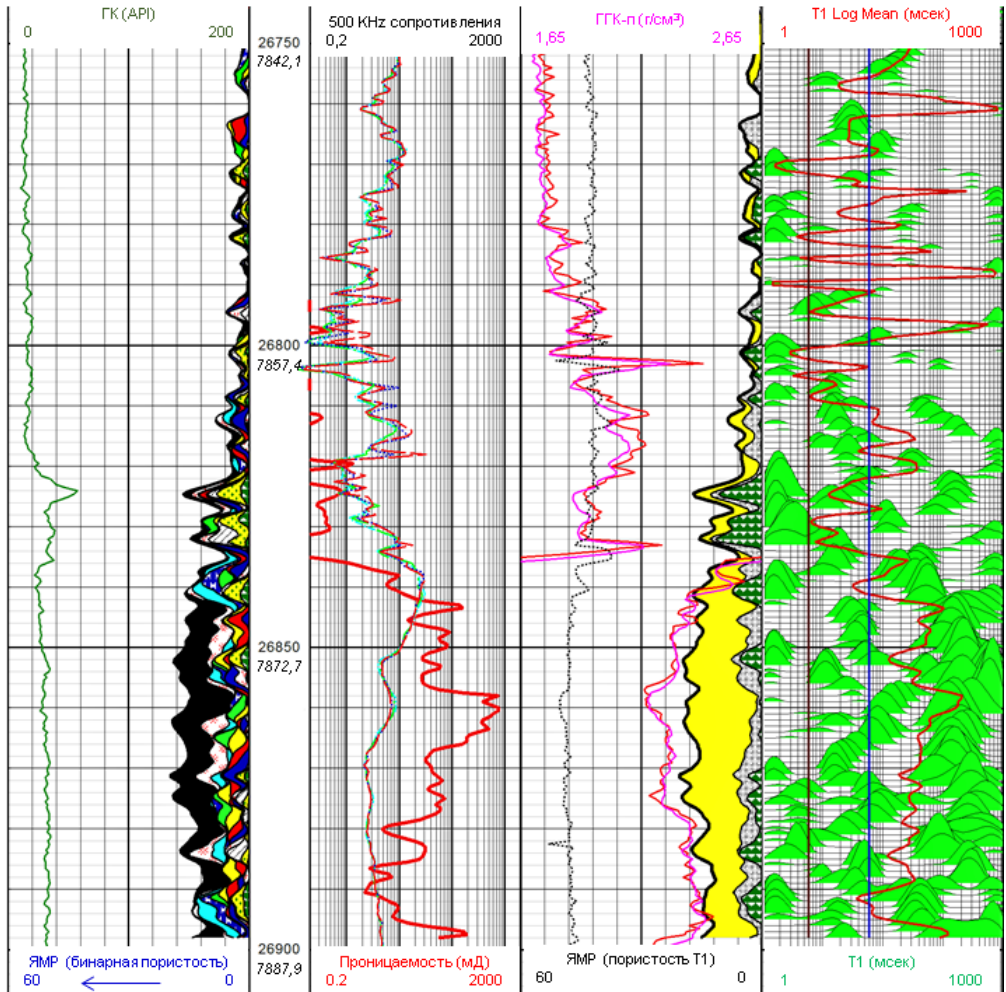


Рисунок 8. Месторождение Аппоматокс, скв. МС 392 № 1. Комплекс каротажа на буровых трубах (LWD) компании Сперри-Сан, включающий многочастотный ЯМР (MRIL-WD, 6.75")

Обозначение (здесь и далее):

ЯМР – метод ядерно-магнитного резонанса.

Выделение пористости и анализ её структуры показаны стрелкой. Более крупные поры – слева.

Во второй колонке – фазовый каротаж сопротивлений и абсолютная проницаемость по методу Коатеса ($C = 10$) [5, 6].

В третьей колонке – 2 кривые ГК-п (сенсоры направлены ортогонально) и пунктиром – суммарная плотностная поправка.

В четвертой колонке, вместе с волновой картинкой T1 (активация 18T1), нанесены граничные значения для разделения микропористости (6 мсек, коричневый) и капиллярно-связанной воды (60 мсек, синий).

Масштаб измеренных глубин в футах и истинных в метрах.

Данные были получены в режиме реального времени.

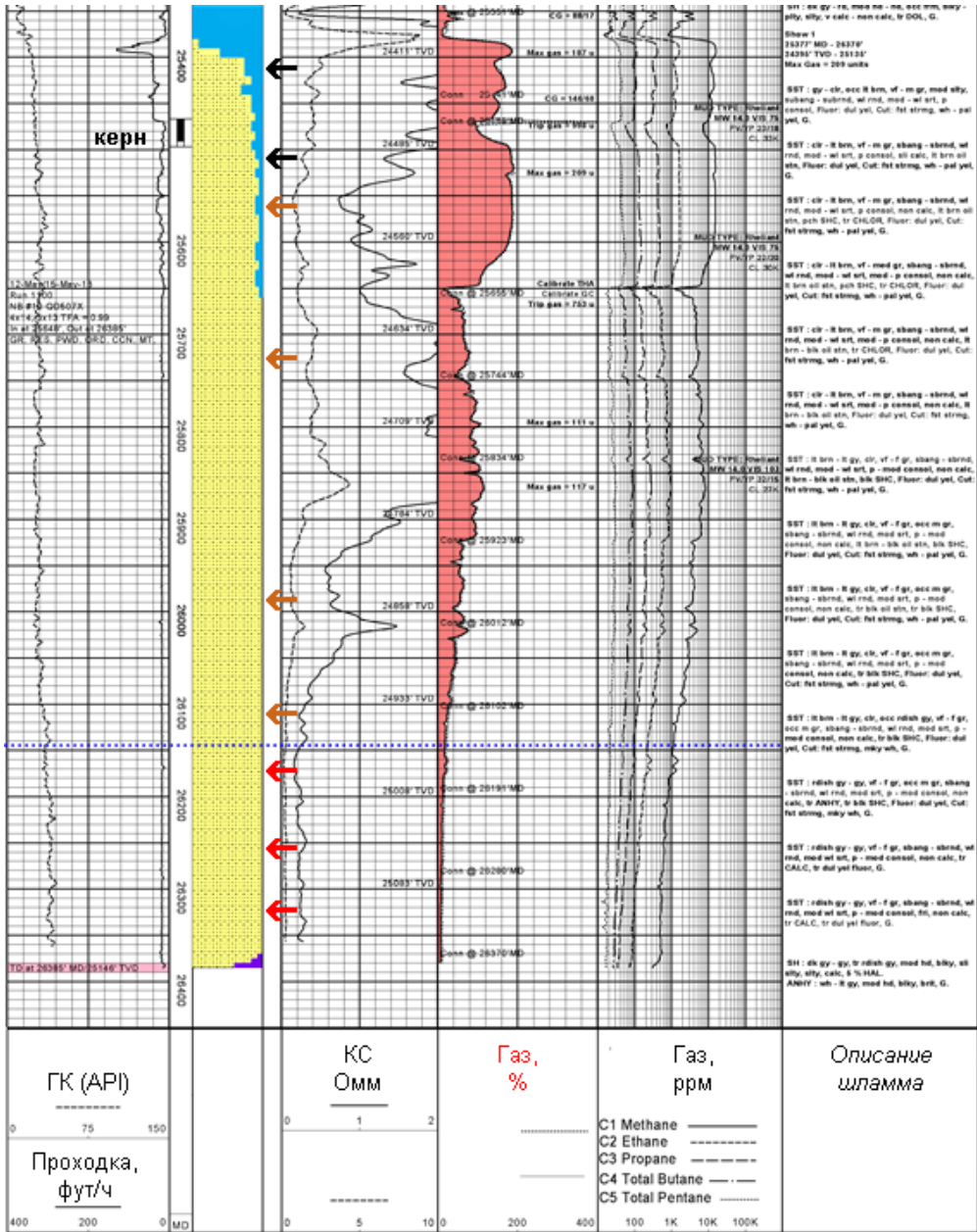


Рисунок 9. Структура Коринф, скв. MC 393 № 1. Фрагмент шлагограммы через интервал Норфлет с вероятным палео-ВНК

В интервале с остаточной нефтью песчаники описываются как светло-серые (черные стрелки), ниже появляется бурая (коричневые), а затем и исходная красно-бурая (красные) окраска.

Палео-ВНК – синим пунктиром, совпадает с уменьшением газа.

Глубина – в футах.

Забой скважины находился на отметке 7664,5 м (25,146 фут) истинной глубины.

Структура Петербург (DC 529)

Объект был вскрыт в 2013 г. при разбуривании небольшой антиклинали, сформированной на более крупной, ограничен-

ной разломами моноклинали, связанной с соляной структурой (рис. 10). Участок в виде «черепахового» мини-бассейна в тектоно-структурном плане был очень схож с

объектом Фредриксбург. Песчаные осадки Норфлет вызвали ремобилизацию и отжатие соли, и они залегают на поверхности фундамента с последовавшей инверсией. Как только на данных каротажа обозначился пик высоких сопротивлений, а в шламе появились следы ангидритов и солей, скважина была остановлена для последующей ликвидации.

Песчаные литофации очень схожи с разрезом Фредриксбурга и представлены чередованием красно-бурых и красноцветных разностей, связанных с засушливым побережьем. По описанию образцов, в Петербурге повышено содержание алевролитов. Более тонкие прослои грубозернистого материала связывают с осевыми линиями песчаных покровов или, возможно, небольших дюн, сформированных отложениями наводнений. Проницаемость пород, сформировавшихся в этих условиях, оказалась низкой (0,002–0,026 мД), что остановило миграцию нефти. Суммарная пористость, по данным образцов бокового грунтоноса и ЯМР, менялась от 10 до 20%.

Их перекрывают породы свиты Шмаковер мощностью от 335 м (в центральной части) до 609,6 м на бортах. В основании свиты отмечен прослой красных аргиллитов, который залегаёт на относительно ровной кровле песчаников Норфлет. Основная часть Шмаковер представлена массивными карбонатами с микропрослоями обогащёнными органикой водорослевых матов. К кровельной части начинают появляться глинистые разности и слои аргиллитов. Нефтематеринские разности находятся на стадии зрелости, о чем свидетельствуют нефтепроявления и флюоресценция. Данные анализа газо-жидкостных включений указывают, что наибольшим нефтяным потенциалом обладает базальная часть свиты в интервале 7653,6–7741,9 м.

Генерация нефти, несомненно, происходила, но высокие капиллярные давления в низкопроницаемых разностях Норфлет не дали возможности для нисходящей миграции. Замкнутые антиклинальные ловушки присутствуют в обоих «сухих» структурах, Петербург и Фредриксбург, однако в них отсутствуют следы УВ.

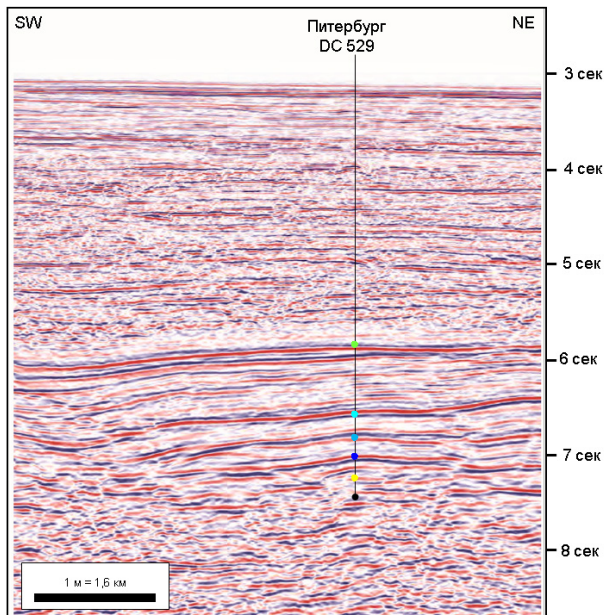


Рисунок 10. Сейсмический профиль через структуру Петербург с положением скв. DC 529

Месторождение Виксбург-«А» (МС 393)

Расположенная на востоке от м. Аппоматокс структура Виксбург-«А» представлена ограниченной разрывными нарушениями антиклиналью и была пробурена в

2013 г. (рис. 11). Скв. МС 393 № 1 вскрыла толщу золотых песчаников без следов флювиальных отложений, мощностью в 227,1 м и была остановлена сразу после входа в соль Луанн, на забое в 7664,5 м. Из нефтенасыщенного интервала, ВНК

и переходной зоны с остаточной нефтью был отобран сплошной керн. Здесь также была отмечена постепенная смена окраски песчаных коллекторов от серой в верхней части разреза к красноватой, ниже отметки ВНК в 7566,1 м. Контакт оказался на 52,7 м ниже, чем в расположенном на

другой стороне разлома м. Вискбург-«В». Смещение по разлому составляло 30,5 м, и при мощностях песчаных толщ по обе его стороны разлом должен был обеспечить переток. Разница в установленных в керне и по результатам пластоиспытателей ВНК указывает на изолирующую роль разлома.

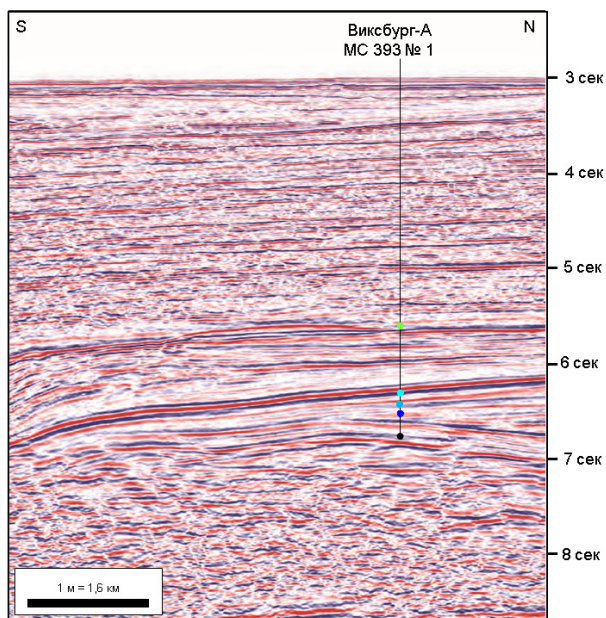


Рисунок 11. Сейсмический профиль через структуру Вискбург-«А» с положением скв. МС 393

Рудберг – 2014 (МС 525)

Месторождение было открыто в июле 2014 г. компанией Шелл при участии Экспетрол (Колумбия) и Нексен (Китай). Запасы в песчаниках Норфлет оцениваются в 100 млн барр. Объект был пробурен в 2014 г. скв. МС 525 (рис. 12). Он представлен структурным носом, ограниченным с юга соляным телом. В подошве песчаного разреза Норфлет отмечается сложенный красноцветными глинистыми и алевролитовыми разностями прослой флювиальных осадков мощностью в 79 м, который исключал вертикальную миграцию по пласту. Мощность дюнового комплекса с

крутопадающими слоями, представленного проницаемыми коллекторами, составила 384 м. ВНК выделялся на отметке в 7783,1 м, что указывало на неполное заполнение современной ловушки (рис. 13).

Существует несколько предположений о причинах такого недостаточного заполнения, и наиболее вероятными являются ограничения миграции по латерали, а также незначительная площадь нефтематеринских толщ в кровле.

Это открытие стало экономически успешным благодаря строящемуся рядом подводному терминалу Аппоматокс.

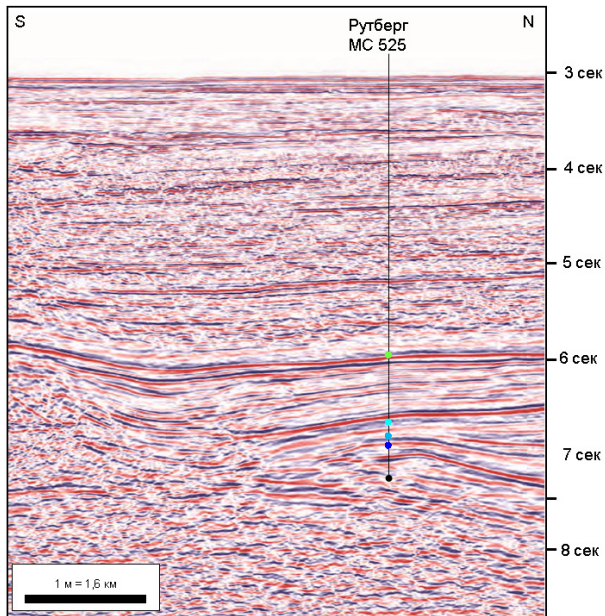


Рисунок 12. Сейсмический профиль через структуру Рудберг с положением скв. MC 525

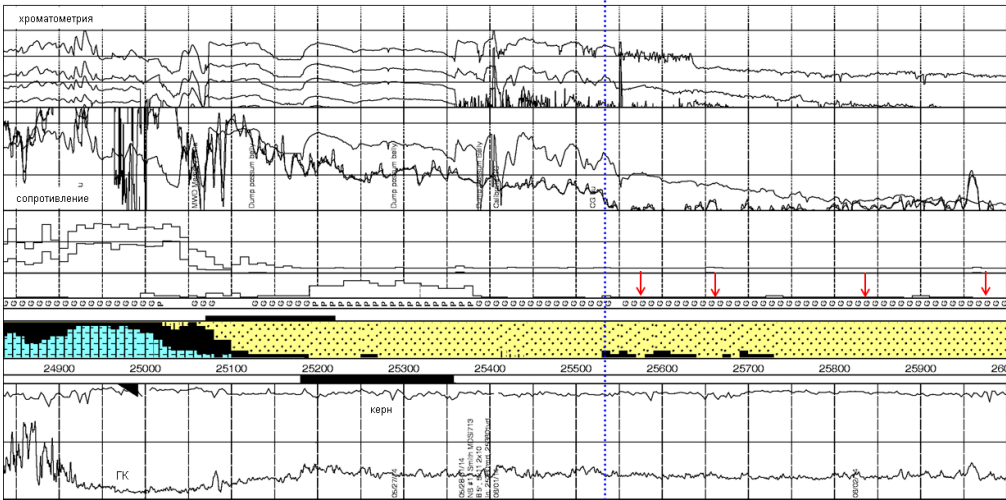


Рисунок 13. Месторождение Рудберг, скв. MC 525 № 2. Шламограмма

Титан (DC 178)

Структура Титан представляет собой погружающийся в южном направлении, вытянутый структурный нос. По данным сейсморазведки, мощность меловых комплексов на бортах резко возрастает, и нефтематеринская толща Шмаковер опущена на значительную глубину (рис. 14). Вскрытый в 2014 г. объект Титан является только «неглубокой» частью значительно более обширной структуры, содержащей

еще, по меньшей мере, 2 независимые ловушки, расположенные севернее.

Во время бурения известняков в кровле свиты Хейнсвилл отмечались повышенная трещиноватость и газопроявления, потребовавшие увеличения плотности раствора и, в конечном итоге, дополнительной обсадки. Количество газожидкостных включений существенно возросло в интервале глубин 6915,3–7169,8 м, указывая на присутствие газа с некоторым количеством нефти. Эта зона была интерпре-

тирована как результат диффузии УВ через плотные, низкопроницаемые разности аргиллитов, мергелей и местами трещиноватых известняков.

При вскрытии Норфлет в шламе были описаны светло-серые золотые песчаники со следами флюоресценции в интервале 7248,1–7284,7 м. В верхних 3–4,5 м, по данным метода сопротивлений, выделялся нефтенасыщенный интервал, который на отметке 7251,8 м перешел в водоносный. Ниже отметки ВНК продолжались темно-серые, вплоть до черных, мощные золотые песчаники. Смена окраски песчаных разностей на красновато-бурую происходила на глубине 7315,2 м. Бурение красочных разностей продолжалось ещё 40,8 м, прежде чем скважина была остановлена с отметкой забоя в 7478 м, по-прежнему в отложениях свиты Норфлет.

С глубины 7248,9 м был отобран образец пластовой нефти плотностью 43,7°API и вязкостью 0,7 сП. Ниже ВНК на

расстоянии 50 м получены образцы керна (боковым грунтоносом), которые показали присутствие остатков нефтяных битумов, которые окаймляли и частично заполняли пустотное пространство. Вместе со сменой окраски песчаных разностей на серую это указывало на частичное расформирование существовавшей здесь ранее залежи. Согласно выполненному моделированию, для существования в этих условиях была необходима её сохранность на протяжении более чем 65 млн лет (Godo, 2019 [3]).

С глубины 7255,8 м был получен образец пластовой воды с аномально высокой соленостью (350,000 ppm). При таких значениях вероятно выпадение галита в порах, однако опубликованные результаты анализа шлифов и электронной микроскопии этого не подтверждают.

Полученные результаты позволяют по-новому оценить риски, связанные с перспективностью двух невоскрытых структур с отметками кровли в 7315 м и 7560 м.

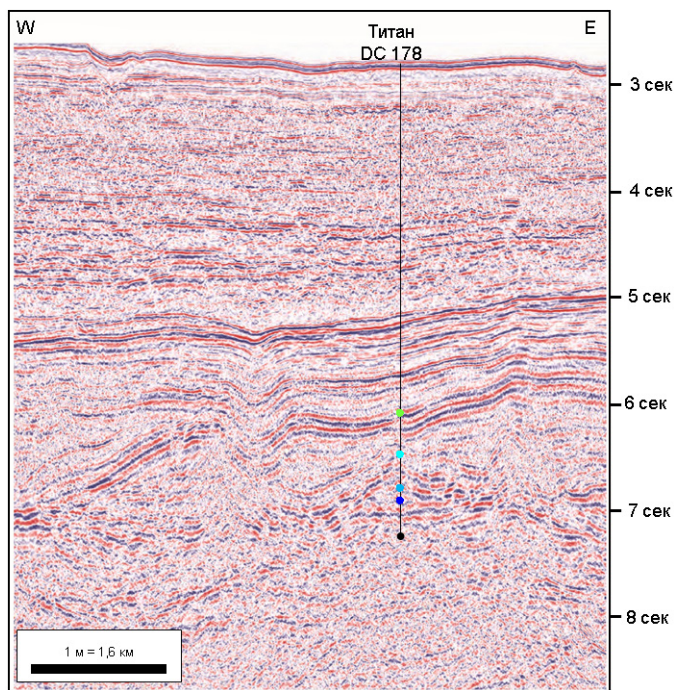


Рисунок 14. Сейсмический профиль через структуру с положением скв. Титан DC 178

Месторождение Геттисбург (DC 398)

Месторождение было открыто в 2014 г. в Каньоне Де Сото, блок DC 398. Ловушка представлена ограниченной разломами антиклинальной складкой, расположенной

на восточной окраине мини-бассейна, в котором находятся Аппоматокс и Вискбург.

Скважина вскрыла нефтенасыщенные золотые коллекторы хорошего качества, с отметкой ВНК на глубине 7265 м.

Ниже ВНК в шламe отмечались постепеннo сходящие на нет нефтепроявления, в подошве отмечается 22,9-метровый слой красных алевролитов, которые залегают в кровле соли. Нет никаких указаний на возможное разрушение покрывки и расформирование залежи.

Согласно данным керна, пористость нефтенасыщенных разностей меняется от 19 до 26%, составляя в среднем 22,1%, а проницаемость – от 50 до 650 мД. При оценке залежи было отобрано 2 образца нефти с глубины 7249,6 м (плотностью 33,4°API и вязкостью 1,35 сП) и 7262,4 м (плотностью 32,5°API и вязкостью 1,46 сП). Пластовые условия верхнего образца составляли 148°С и 115,8 МПа, а нижнего, соответственно, 149°С и 115,9 МПа. Ниже ВНК были отобраны образцы пластовой воды: на отметке 7309,1 м с соленостью 240,716 ррм, на отметке 7309,4 м – с соленостью 239,677 ррм.

По данным шламeметрии и керна пирит присутствует исключительно в продуктивной части разреза, замещаясь ниже ВНК на гематит. Кроме того, на материалах рентгеноструктурного анализа было отмечено возрастание доли хлорита в нефтенасыщенном интервале. Эти результаты, вместе с информацией о последовательной смене окраски, позволили сделать предположение о влиянии кислотных (агрессивных) компонент, связанных с УВ.

Хотя все необходимые условия для генерации и сохранения залежи присутствовали на м. Геттисбург, это открытие оказалось некоммерческим. Нефть не заполнила ловушку полностью, что, вероятно, говорит о недостаточных объемах её генерации. Кровля продуктивного интервала расположена выше кровли расположенного западнее м. Виксбург-«А».

Месторождение Форт Самтер (МС 566)

Глубоководное месторождение (глубина воды 2152 м) было открыто в январе 2016 г., когда первая скважина достигла глубины 8539 м (рис. 15). Для оценки размеров и снижения последующих рисков месяц спустя была сделана боковая зарезка, достигшая глубины в 8900 м (рис. 16–17). Запасы оцениваются в более чем 125 млн барр., они сразу были признаны коммерчески значимыми из-за существующей здесь и принадлежащей тому же оператору инфраструктуры.

Совместная разработка м. Аппоматокс, Виксбург, Форт Самтер и Рудберг оценивается в 800 млн барр., возможно ещё большее снижение себестоимости извлекаемых УВ. Прибыльность этого интегрированного проекта может легко превысить 60% (WoodMackenzie, 2016 [7]).

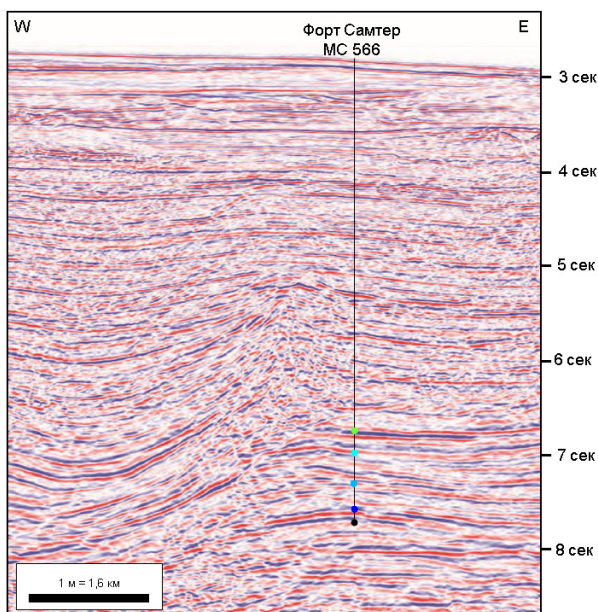


Рисунок 15. Сейсмический профиль через структуру Форт Самтер с положением скв. МС 566

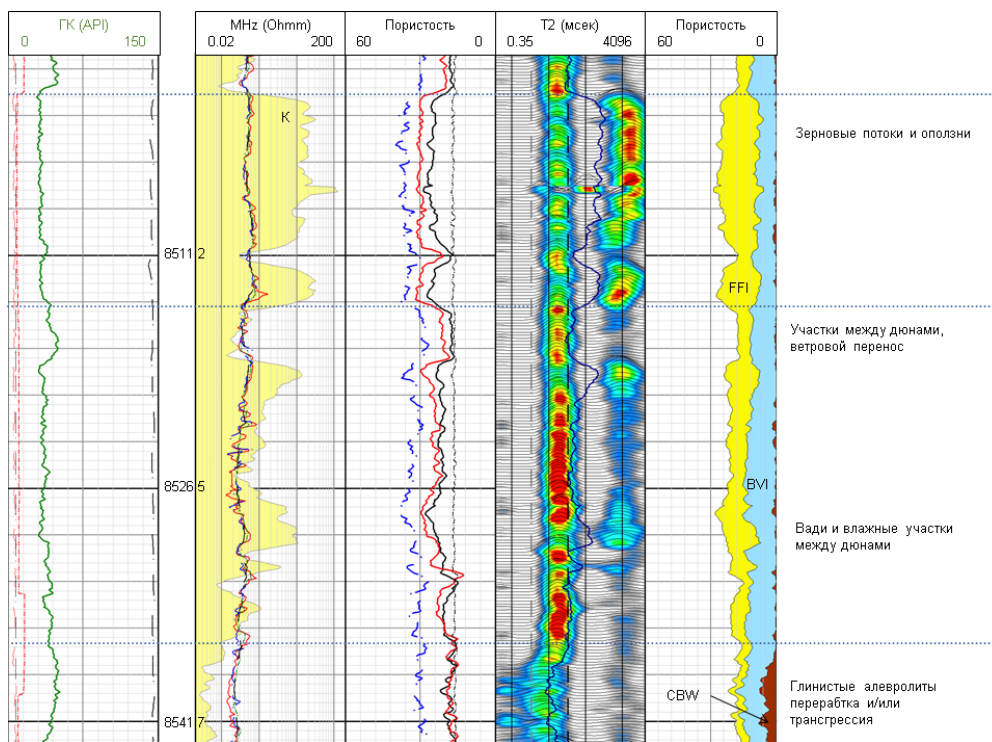


Рисунок 16. Форт Самтер, МС 566 № 2 ST1. Запись нейтрон-плотностного каротажа и ЯМР (LMR T2) компании Бэйкер

Обозначения (здесь и далее):

K – проницаемость по Коатесу ($C = 10$);

FFI – свободные флюиды;

BVI – капиллярная вода;

CBW – глинисто-связанная вода;

Глубина – истинная, м.

Переобработка ЯМР позволяет оценить структуру порового пространства и выделить литофации. В колонке с волновым распределением показана $T2LM$; граничные значения – 3 и 33 мсек.

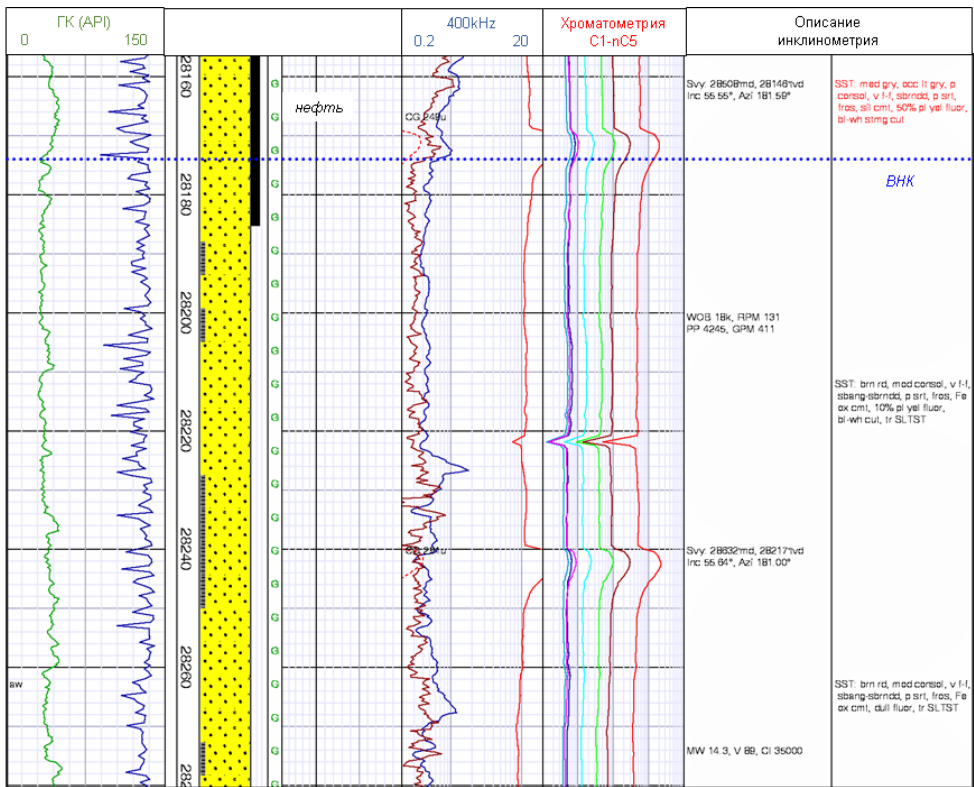


Рисунок 17. Форт Самтер, MC 566 № 2 ST1. Фрагмент шламодиаграммы через интервал Норфлет с ВНК

Лиисбург (MC 475)

Разведочная скважина была пробурена на объекте Лиисбург в 2016 г. Это была первая попытка поиска УВ в новом мини-бассейне, отделенном от остальных участков соляными стенами. В кровле свиты в серых песчаниках была отмечена флюоресценция, но не обнаружено никаких следов подвижной нефти. Скв. MC 475 вскрыла мощный интервал золотых песчаников, а в подошве (последние 12,2 м) – красноцветные аргиллиты.

Структурно-тектонический анализ показал, что здесь отсутствует ловушка, и песчаники Норфлет через разломы находятся в контакте с породами свиты Хейн-свилл и нижним мелом. Нефтепроявления и смена окраски песчаных разностей возле отметки 8183,9 м говорят о возможном расформировании залежи.

Месторождение Баллимор (MC 607/608)

Бурение объекта было начато с корабля Шарав Пасифик в июле 2017 г. на глу-

бине воды 1993 м в каньоне Миссиссипи. В скважине были некоторые технические проблемы, и её дважды останавливали для боковых зарезок. Наконец 30 декабря 2017 г. скв. MC 697 № 1ST2 (G34451) при забое в 8898 м вскрыла 205 м нефтенасыщенных песчаников свиты Норфлет (рис. 18–19). По данным пластоиспытателя, плотность нефти – 32–38°API, при газовом факторе 600–800 куб фут/барр.

Открытие сразу оказалось коммерческим, не в последнюю очередь из-за расположенной в 8 км добывающей платформы «Слепая Вера», для использования которой, вероятно, потребуются модификация. Предварительные запасы оцениваются в 450 млн барр. нефти (возможно, до 600 млн барр.) и 250 млрд куб фут газа. Разработка ведется совместно компаниями Chevron (оператор, 60%) и Total (Франция).

В период с января 2018 г. по май 2019 г. было пробурено, по крайней мере, ещё 3 оценочные скважины и сделана 1 боковая зарезка (вероятно, для отбора сплошного керна). Это единственная круп-

ная залежь в сверхглубоком комплексе Норфлет, которая разведана и разрабатывается без участия компании Шелл, однако

на конец 2020 г. результаты остаются сугубо конфиденциальными.

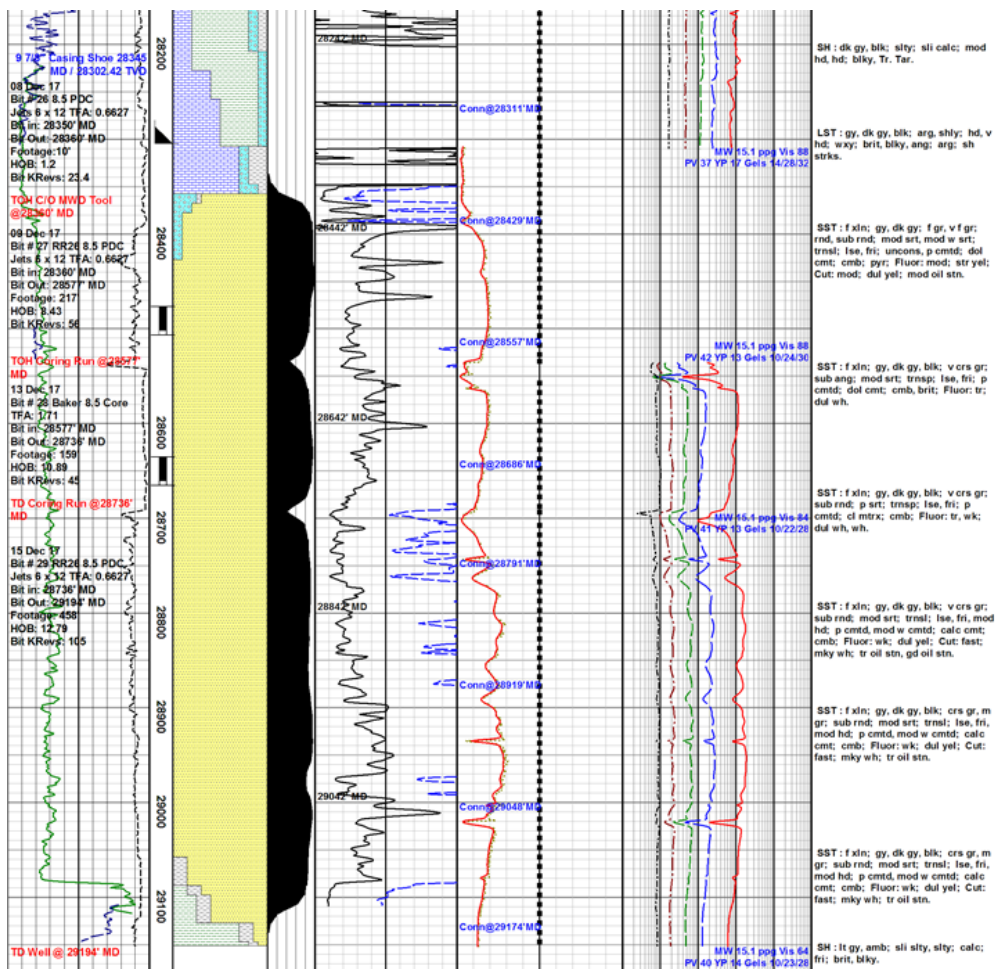


Рисунок 18. Месторождение Баллимор, скв. MC 607 № 1 СТВР02.
Фрагмент шламодиаграммы с продуктивной частью Норфлет

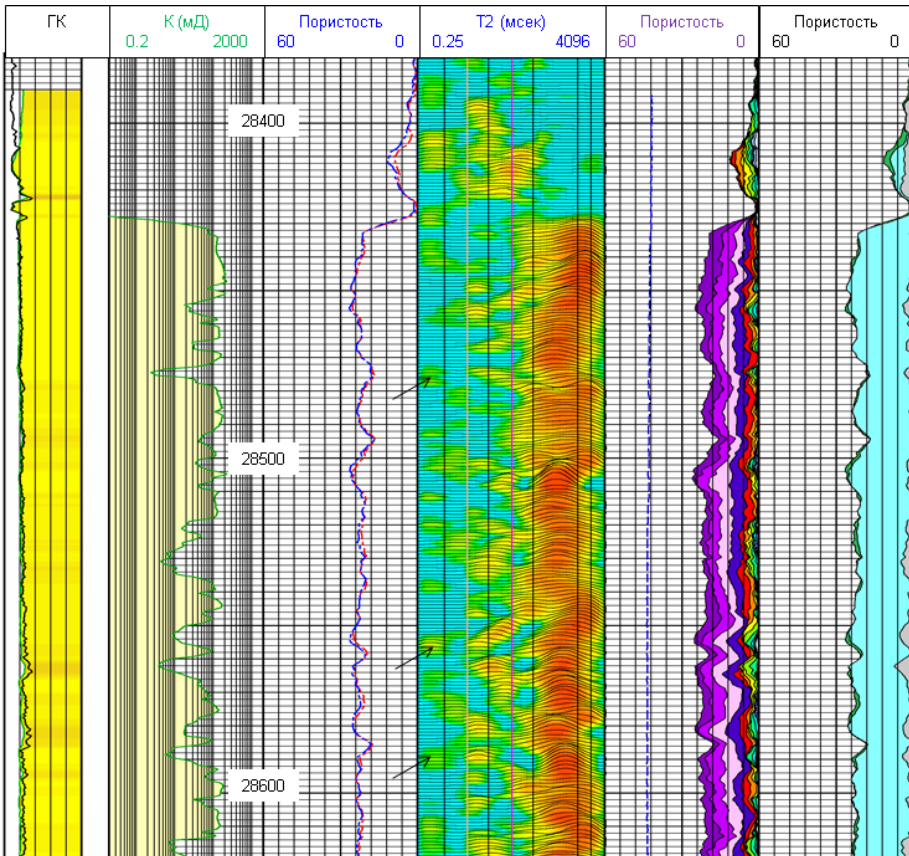


Рисунок 19. Месторождение Баллимор, скв. MS 607 № 1 ST2 (OCS-G 34451)

Фрагмент ЯМР-каротажа прибором MREX компании Бэйкер. Запись выполнялась с активацией типа «пористость – проницаемость – легкая нефть» и суммированием 4 сигналов.

K – проницаемость по методу Коатеса ($C = 28$).

Граничные значения T_2 – 3,3 и 33 мсек.

Стрелками указан возможный сигнал от битума и связанного с ним пирита: появление третьего пика на быстрых временах спада.

Глубина – в футах.

Дувр (МС 615)

М. Дувр расположено примерно в 13 милях от терминала Аппоматокс и было открыто в 2018 г. При глубине забоя в 8839 м скважина вскрыла 244 м нефтенасыщенных песчаников свиты Норфлет, что, вероятно, является самым большим интервалом для юрских комплексов залива. Её бурение было закончено за 70 дней, что примерно вдвое быстрее «среднего» значения для сверхглубокого разреза в этом районе, и стало одним из лучших результатов. На сегодняшний день большая часть информации по этому объекту остается закрытой.

Вместе с залежами Форт Самтер и Рутберг и с учетом возможности использования терминала для коммерческого

успеха этого открытия потребуется цена на сырье порядка 30,5 долл. США/барр. За период с 2014 по 2018 г. Шелл инвестировала в разведку в Мексиканском заливе более 13,0 млрд долл. США и пробурила больше разведочных скважин, чем какая-либо другая компания.

Перспективы открытий новых месторождений в свите Норфлет

Олистолиты северной части Мексиканского залива

Наиболее заметной структурой в северной части Мексиканского залива является выступ Флориды, который батиметрически очерчивает положение окраинного карбонатного шельфа мелового возраста

(рис. 20). В сторону глубоководья выступ резко меняется на область с рифтовой тектоникой или тектоникой «плотов». Этот термин применяется, чтобы охарактеризовать гравитационное соскальзывание отколовшихся от основной массы, отдельных устойчивых блоков вдоль поверхности отслоения, обычно связанной с солью (Pilcher, 2014 [8]). Некоторые участки УВ-системы Норфлет являются одним из наиболее ярких примеров такой ремобилизации и формирования мега-олистолигов.

Аналогичные по тектоническому строению блоки в бассейнах Кванза и Нижний Конго в Анголе являются объектами успешных нефтепоисковых работ. Подошва осадочного чехла (преимущественно мелового возраста) залегают здесь на глубинах от 6700 м на западной окраине и до 7600 м в средней части бассейна. При этом общее тектоническое опускание, связанное

с ремобилизацией и соскальзыванием по квазижидкому слою солей, оценивалось от 4400 до 5300 м (Tari, 2000 [9]). Отметив уже доказанную возможность сохранения хороших фильтрационно-емкостных свойств (далее – ФЕС) свиты Норфлет на глубинах, по крайней мере, до 8800 м, группа специалистов компании Хесс предложила модель погружения крупных блоков, отколовшихся от мелового шельфа на глубины от 6100 м до более чем 11000 м (Pilcher, 2014). Размер таких отдельных мега-олистолигов, по данным сейсморазведки, оценивался так: мощность – от 575 до 1150 м, длина – от 2000 до 40000 м, ширина – от менее 2000 м до 15000 м.

Размеры участков, где оксфорд-кимериджские породы были полностью отделены от выступа и друг от друга, менялись от 15000 м до 20000 м по длине и от 1000 м до 5000 м по ширине (рис. 20).

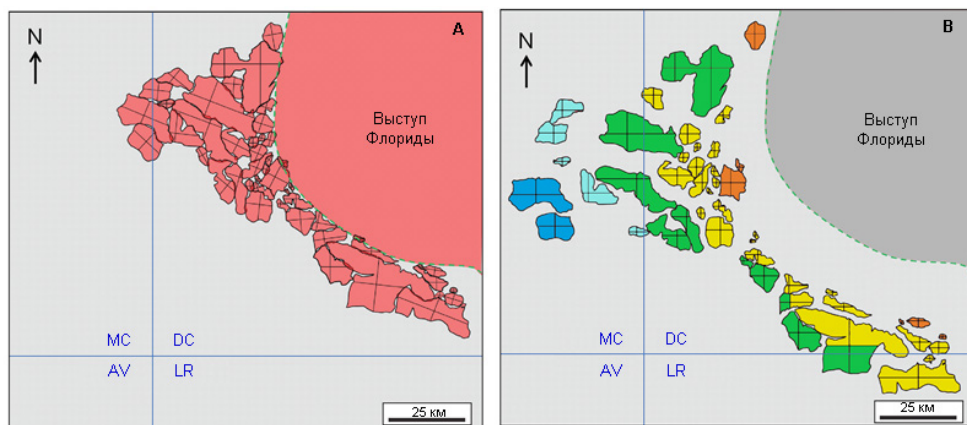


Рисунок 20. Схема реконструкции блоков соскальзывания (мега-олистолигов) выступа Флориды

Цветом (на В) показаны глубины Норфлет:
оранжевый – 6100–6700 м;
желтый – 6700–7600 м;
зеленый – 7600–9500 м;
голубой – 9500–10400 м;
синий – 10400–11000 м.

Дополнительные обозначения:
AV – Долина Атуотер;
LR – Хребет Ллойда.

Перспективы сверхглубоких объектов на юге Мексиканского залива

В течение некоторого времени Мексика находилась в некоторой самоизоляции, работа иностранных компаний (за исключением сервисных) в нефтяном секторе была под полуофициальным запретом⁶. Открытые данные по геологии и палеогео-

графии были весьма скудными и, как правило, ограничивались диссертационными работами. Начиная с 2014 г., во многом из-за падения цен на УВ-сырье, эта ситуация стала меняться (Lajous, 2015 [10]). В декабре 2018 г. лицензирование было приостановлено в связи с пересмотром

⁶ Монополия национальной компании Пемекс на нефтяные активы была отменена под воздействием проблем в экономике страны в результате реформы в декабре 2013 г.

внешней политики и сменой общего курса правительства в этой области.

В это время Техасский университет г. Остин (UT) установил прочные академические связи как с Национальным университетом Мехико, так и с государственной монополией – компанией ПЕМЕКС. Одним из результатов этого сотрудничества стал проект PLATES, в котором рассматривались вопросы палеогеографии и реконструкции мезозоя Мексиканского залива (от 240 до 140 млн лет) (University of Texas, 2020 [11]). Особую ценность представляла собранная по более чем 2500 публикациям база данных, включавшая различные карты, разрезы и первичную информацию по образцам керн и пластовых флюидов (Snedden, 2020 [12]).

На побережье п-ова Юкатан возрастным и литофациальным эквивалентом продуктивных пластов Норфлет являются песчаные отложения свиты Бакарб (рис. 21). В них обнаружены, по крайней мере, 2 крупных месторождения: нефтяные залежи Эк и Балам, объединенные в структуру Эк-Балам, и Лам. Тектурные и петрофизические характеристики коллекторов, по данным керн, удивительно похожи на породы свиты Норфлет (табл. 1). Глубины залегания кровли продуктивных пластов не превышают 4800 м, а максимальные глубины – 5200 м, однако даже для таких «средних» значений отмечались удивительно высокие значения ФЕС. Это позволило обосновать высокую вероятность сохранения коллекторских свойств и для более погруженных участков, распо-

ложенных за кромкой выступа Кампече, с предполагаемой кровлей песчаных эоловых комплексов до 7200 м.

Мощность песчаных разностей свиты Бакарб меняется от 52 м до почти 245 м, основная часть представлена консолидированными средне- и мелкозернистыми разностями преимущественно кварцевого состава. Также отмечается низкое содержание глин, общая пористость от 19 до 35% и проницаемость до 578 мД. Для других песчано-глинистых разрезов мезозоя этой провинции уплотнение и диагенетические изменения приводят к снижению пористости до 9–13% при глубинах, уже приближающихся к 4500 м (Snedden, 2020 [12]).

На сохранении первичной пористости Бакарб, как и в случае с песчаниками Норфлет, вероятно, положительно сказывается присутствие в основании разреза слоя солей. Пониженные градиенты пластовых температур также приводят к смещению на большие глубины «нефтяного окна» генерации УВ. Особо отмечались и важные различия: отсутствие ярко выраженных хлоритовых покрытий грубообломочной части и отсутствие блоков сползания (мега-олистолитов), описанных возле выступа Флориды (Pilcher, 2014 [7]).

Такие эоловые комплексы, связанные с карбонатным побережьем и шельфом, представляют особый интерес при оценке перспектив нефтегазоносности больших глубин даже в случаях, когда их развитие ещё не подтверждено бурением.

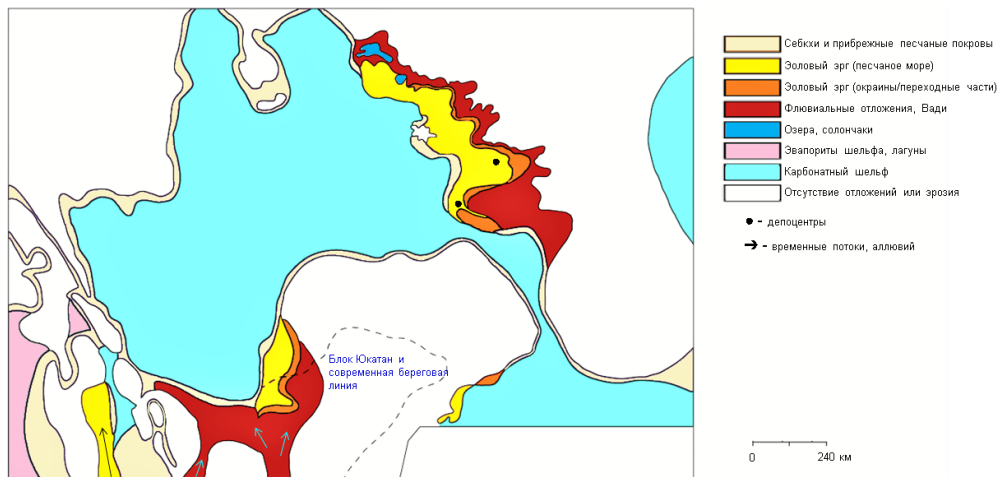


Рисунок 21. Палеогеографические обстановки южной части залива на время накопления свиты Бакарб (оксфорд, 165 млн лет) и её аналогов

Таблица 1. Петрофизические свойства песчаных коллекторов свиты Бакарб м. Эк-Балам (по Snedden, 2020 [12])

Характеристики залежей	Распределение свойств		
	P10	P50	P90
Залежь Балам			
Мощность, м	144	104	67
Пористость, %	35	27	22
Проницаемость, мД	578	317	145
Объем глинистой компоненты, %	12	10	8
Залежь Эк			
Мощность, м	120	74	52
Пористость, %	27	24	21
Проницаемость, мД	578	420	210
Объем глинистой компоненты, %	11	9	7

Список использованной литературы

1. Cockrell A. Drilling ahead: The quest for oil in the Deep South, 1945–2005. – Jackson, University Press of Mississippi, 2005. 301 p.
2. BOEM, 2020. (www.boem.gov/oil-gas-energy/leasing/eastern-gulf-mexico-sale-181-information).
3. Godo T. The Smackover-Norphlet Petroleum System, Deepwater Gulf of Mexico: Oil Fields, Oil shows, and Dy Holes. – GCAGS Journal, 2019, v. 8, p. 104–152.
4. Aplin A.C., Larter S.R. Fluid flow, pore pressure, wettability, and leakage in mudstone cap rocks. – Evaluating fault and cap rock seals: American Association of Petroleum Geologists Hedberg Series 2, Tulsa, Oklahoma, 2005. p. 1–12.
5. Coates G.R., Dumanoir J.L. A New Approach To Improved Log-Derived Permeability. – 14th Annual Logging Symposium, 1973, Lafayette, Louisiana SPWLA-1973-R.
6. Coates G.R., Xiao L.Z., and Prammer M.G. NMR Logging: Principles and Applications. – Houston, Halliburton Energy Services, 1999, 234 p.
7. WoodMackenzie. Shell discovers Fort Sumter (MC 566), furthering its lead in the deepwater GoM Jurassic. – 2016 (inform, July <https://woodmac.com/document/40888186>).
8. Pilcher R.S., RyMurphy T., and Ciosek J. Jurassic raft tectonics in the northeastern Gulf of Mexico. – Society of Exploration Geophysicists and American Association of Petroleum Geologists. Interpretation, 2014, v. 2, no. 4 (<http://dx.doi.org/10.1190/INT-2014-0058.1>).
9. Gabor C. Tari. Evolution of the Angolan passive margin, West Africa, with emphasis on postsalt structural styles. – Chapter in Geophysical Monograph Series 2000. (DOI: 10.1029/GM115p0129).
10. Lajous A. Mexican Oil Reform: the first two bidding rounds, farmouts and contractual conversions in a lower oil price environment. – Columbia SIPA. Center of Global Energy Policy, 2015 (energypolicy.columbia.edu |October|).
11. UT, 2020. University of Texas – Jackson School of Geoscience, <http://www-udc-ig.utexas.edu/external/plates/>.
12. Snedden J.W., Stockli D.F., Norton I.O. Paleogeographic Reconstruction and Provenance of Oxfordian Aeolian Sandstone Reservoirs in Mexico offshore areas; comparison to the Norphlet Aeolian System of the Northern Gulf of Mexico. – Geological Society, London, Special Publications. University of Glasgow, 2020.

ҮЛКЕН ТЕРЕҢДІКТЕГІ МҰНАЙ. МЕКСИКА ШЫҒАНАҒЫНЫҢ НОРФЛЕТ ШӨГІНДІЛЕРІЛЕРІНДЕ ҚАЛЫПТАСҚАН ОФШОРЛЫҚ КЕН-ОРЫНДАР. ИГЕРУ ТАРИХЫ МЕН БОЛАШАҒЫ

К.О. Исказиев, П.Е. Сынгаевский, С.Ф. Хафизов

Мексика шығанағы Норфлет тастопшасының тереңінде қалыптасқан теңіз кен-орындары туралы мақаланың екінші бөлігінде кең-ауқымды геологиялық барлау

жобасын жүзеге асыру тарихы қарастырылған. Сонымен қатар, Шелл компаниясы күшімен жасалған кен-орындарды игеру жобасы да баяндалған.

Бұл мақалада Аппоматокс кен-орнының ашылу тарихына толығырақ тоқталып, бұл кен-орнын ашу аталған жоба тарихында басты орын алып, терең су-асты барлау жұмыстарында бұрын-соңды болмаған жоғары тереңдікте қалыптасқан перспективті беткейлерге көшудің себепшісі болды (жалпы тереңдігі 10 км-ден асады).

Мақаланың қорытынды бөлімінде Мексика шығанағындағы Норфлет тастопшасы шөгінділерінің перспективті нысандарына геологиялық барлау жұмыстарын одан әрі жалғастыру келешегі қарастырылған.

Түйін-сөздер: Мексика бұғазы, Норфлет тастопшасы, Аппоматокстің ашылуы, золдық тау жыныстары, тереңдегі ойнауқаттар.

DEEP OIL. OFFSHORE FIELDS IN THE GULF OF MEXICO IN THE NORFLET FORMATION. DEVELOPMENT HISTORY AND PROSPECTS

K.O. Iskaziev, P.E. Syngaevsky, S.F. Khafizov

The second part of the article on deep-water deposits in the Norflet formation in the Gulf of Mexico discusses the history of discoveries as a result of the implementation of the largest geological exploration project as well as the project for the development of discovered fields implemented by Shell.

The history of the Appomattox field discovery is discussed in more detail. This discovery played a key role in the entire history of this project, becoming the trigger for the transition to an unprecedented pace of exploration for ultra-deep horizons in ultra-deep water (in total – over 10 km).

Prospects for further E&A activity for Norflet formation in the Gulf of Mexico considered in the final part.

Key words: Gulf of Mexico, Norflet formation, Appomattox discovery, aeolian, ultra-deep deposits.

Информация об авторах

Исказиев Курмангазы Орынгазиевич – профессор, генеральный директор, Председатель Правления АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», k.iskaziyev@kmgep.kz.

АО «Разведка и Добыча «КазМунайГаз», г. Нур-Султан, Казахстан

Сынгаевский Павел Евгеньевич – докт. PhD, старший советник-петрофизик в Global Unconventional Exploration (Глобальная разведка нетрадиционных ресурсов) at Noble Energy (в настоящее время – North-Mid Africa Business Unit – бизнес-единица Северной и Центральной Африки, Chevron), pavel.syngaevsky@chevron.com.

Chevron, г. Хьюстон, шт. Техас, США

Хафизов Сергей Фаизович – профессор, заведующий кафедрой поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа им. Губкина, khafizov@gubkin.ru

РГУ нефти и газа им. Губкина, г. Москва, Российская Федерация

УДК 550.834.05(550.8.053)

ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕНИЯ РАЗРЕЗА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ИНТЕРПРЕТАЦИИ МАТЕРИАЛОВ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ ИННОВАЦИОННЫМИ СПОСОБАМИ НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ КАЗАХСТАН

Н.В. Амельченко, **Д.М. Соболев**, В.П. Котов, С.М. Калиев

Сейсмоакустический энтропийный анализ (САЭ-анализ) и метод частотных композиций (МЧК) – способы сейсмической разведки, ориентированные на решение задач прямых поисков углеводородов по результатам сейсморазведки на перспективных площадях. В обоих методах в качестве поискового критерия используется сейсмоакустический отклик углеводородной залежи при взаимодействии с фронтом падающих волн. В результате динамической обработки и статистического анализа спектральных характеристик волнового поля определяется местоположение залежи. В статье приведены результаты прогноза нефтенасыщения способами МЧК и САЭ на территории Республики Казахстан.

Ключевые слова: энтропийный анализ, метод частотных композиций, прогноз нефтегазонасыщения.

Основная часть

Прямое прогнозирование нефтегазонасыщения разреза и площади развития залежи углеводородов (далее – УВ) способами сейсмоакустического энтропийного анализа (далее – САЭ-анализ, САЭ) и методом частотных композиций (далее – МЧК), выполняемое при переинтерпретации материалов сейсморазведки методом общей глубинной точки (МОГТ)-2D и МОГТ-3D, внедряется в Казахстане с декабря 2012 г. [1]. Способы прогноза насыщения УВ, разработанные саратовскими специалистами, защищены патентами РФ и успешно применяются в нефтегазоносных районах России [8, 11].

Высокая эффективность поисковых работ достигается выбором местоположения, перспективных горизонтов и глубин скважин по результатам комплексного анализа материалов сейсморазведки МОГТ-2D, МОГТ-3D и результатов прогноза нефтегазонасыщения разреза способами САЭ-анализа и МЧК. Предлагаемые способы хорошо зарекомендовали себя при прогнозе нефтегазонасыщения в различных сейсмогеологических условиях большинства регионов России (>20 лет) и Республики Казахстан (площадь Тастобе, 2013 г., м. Каражанбас Северный, 2016 г.) [1, 4].

За прошедший период новая технология прямого прогноза УВ способом САЭ-анализа была апробирована в трёх геоструктурных зонах нефтегазонакопления:

Жетыбай – Узеньская ступень Южно-Мангышлакского прогиба (площадь Тастобе), Бузачинский свод (м. Каражанбас Северный, Северо-Восточный блок – совместно с МЧК) и Мойымкумский прогиб Шу-Сарысуйской впадины (площадь Жардай).

С помощью сейсморазведки МОГТ стало возможным получать информацию о строении отложений на большой глубине разреза и осуществлять подготовку глубоководозалегающих структур к поисковому бурению. Этаж нефтегазоносности на п-ове Мангышлак включает отложения от палеогена до палеозойских пород (табл. 1).

Установленные залежи УВ простого и сложного строения приурочены к терригенным и карбонатным отложениям платформенного чехла и терригенным, вулканогенно-терригенным, вулканогенно-карбонатным, вулканогенно-доломитовым отложениям среднего триаса, карбонатно-терригенным породам нижнего триаса, а также в гранитах палеозойского возраста (м. Оймаша). Толщина продуктивных отложений по разведанным площадям варьируется примерно от 200 до 750 м, а глубины залегания продуктивных отложений в основном от 1000 до 3100–5000 м. Залежи УВ сконцентрированы в юрско-меловых отложениях в коллекторах порового типа, а в глубоководозалегающем доюрском разрезе в коллекторах каверно-порового, порово-трещинного и трещинного типов, развитых в карбонатных и туфогенных (м. Оймаша) разностях [3].

Таблица 1. Нефтегазоносность Мангышлака [2]

Система	Страт. подгр.		Бузачи		Беке-баш кудский вал	Сегендым ступень		ПРЗ*подня-тый		Карагиин седл.	Жетыбай-Узенская ступень				Жазурлин. депрессия		Кан-суйский блок	Карын-жарык. седл.	Аксу-Кенд. ступень	Северное Прикарабгазье
	От-дел	Пач-ка	Кас	Северный Каранжас		Каранжас	Ак-саз	Борлы	Ракушечная		Ойманша	Алатюбе	Кариман	Северный Аккар	Западный Жетыбай	Южный Жетыбай				
Неоген																				
Палеоген																				
Меловая	верхний																			
	нижний		Г	Н	Н											Г				
Юрская	верхний		ГН					Н												
	средний		Н	Н	Н		Н	Н												
	нижний								ГН											
Триасовая	T ₃							Н												
		В-Т								Н										
	T ₂	В-К						Н	Н	Н										
		В-Д					Н	Н	Н	Н	Н									
	T ₁	К-Т																		
Палеозой		Тер																		
		Тер		Н																
	Pz	Гр							Н											

*ПРЗ – песчаноымыско-ракушечная зона поднятий
 Условные обозначения:

- Н Залежь нефти ГН Залежь газонезфатная В-к Вулканогенно-карбонатная отсутствие отложений
 Г Залежь газа Гр Границы В-д Вулканогенно-доломитовая Прогнозируемая залежь нефти
 ГК Залежь газоконденсатная В-т Вулканогенно-терригенная К-т Карбонатно-терригенная Тер Терригенная

Южно-Мангышлакский прогиб разделен геоструктурными элементами второго порядка на тектонические ступени, депрессии, седловины. На северном борту прогиба выделена Жетыбай-Узенская тектоническая ступень. В платформенных отложениях Жетыбай-Узенской тектонической ступени локальные поднятия группируются с севера на юг в 3 антиклинальные линии: Узень-Карамандыбасская, Жетыбайская и Тенге-Тасбулатская. На западном окончании первой антиклинальной линии локализованы м. Айрантакыр, Шалва, Асар. Ближайшие месторождения второй антиклинальной линии – Жетыбай и Шинжир.

По результатам сейсморазведки МОГТ-3D на территории между м. Жетыбай, Шалва и Асар в юрско-триасовом разрезе выявлены локальные поднятия Западная, Бериш и Тастобе.

На структурных картах, составленных по материалам сейсморазведки (2011 г.), показано, что малоамплитудные поднятия Западная, Бериш и Тастобе выявлены в непосредственной близости от северного крыла м. Жетыбай и отделяются от него узким прогибом (рис. 1).

Западное погружение Асарской структуры протяженностью 3 км через неглубокую седловину переходит в Тастобинскую структурную террасу. Тастобинская структура также имеет западное погружение, протягивающееся на 2 км. Тастобе рассматриваем как структурное осложнение на дальнем погружении западной периклинали Асарского поднятия. Поднятие Тастобе на западе отделено прогибом от структуры Бериш (рис. 1). Пробуренная скв. № 1 расположена в присводовой части структуры.

Высокие перспективы нефтегазонасыщенности юрских отложений района м. Асар,

Шалва, Жетыбай подтверждены также результатами опробования скв. № 1 – Тастобе, где из пластов-коллекторов интервалов 2141–2143 м, 2151–2156 м (Ю – IX горизонт) получили приток нефти дебитом 10,2 м³/сут.

Вторая скв. № 5 закладывалась к северу от скв. № 1 на более высоких гипсометрических отметках поднятия, выделенного по результатам сейсморазведки МОГТ-3D. Результаты бурения скв. № 5 показали, что юрские отложения оказались вскрытыми на более низких гипсометрических отметках, чем показаны на структурных картах. В скв. № 5 юрские пласты-коллекторы, по результатам ГИС и опробования аналога продуктивных пластов скв. № 1, оказались водонасыщенными, что полностью подтверждают результаты оперативного анализа прогноза нефтегазонасыщенности, выполненного по результатам САЭ-анализа (рис. 1, 2).

Таким образом, на площади Тастобе зона нефтегазонасыщенности подтверждена бурением скв. № 5.

На нефтяном м. Северный Каражанбас была выполнена работа по изучению области распространения нефтенасыщенных коллекторов в отложениях средней юры. Продуктивный пласт А представлен песчаником предположительно батского возраста. Продуктивный пласт перекрывается меловыми отложениями готеривских глин мощностью 50–70 м, несогласно залегающих на размытой поверхности средней юры. На основании структурных построений сейсморазведки МОГТ-2D и испытаний в скважинах установлено, что залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная, приурочена к тектоническим блокам IV и V (рис. 3).

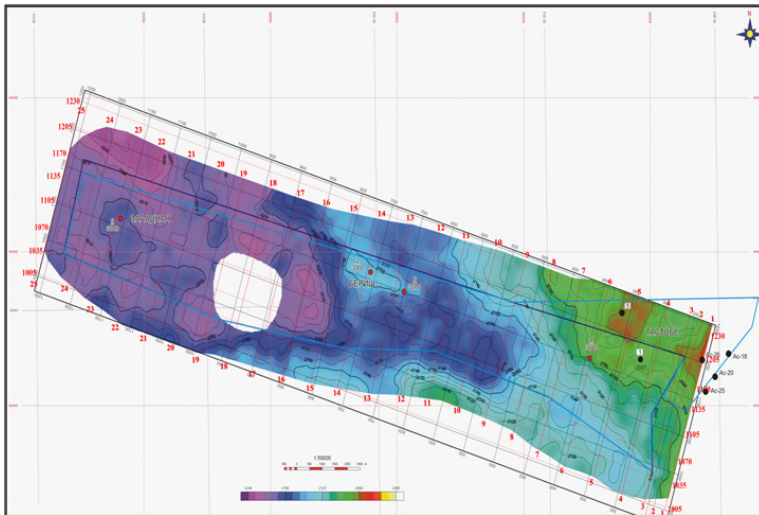


Рисунок 1. Площадь Тастобе. Структурная карта по горизонту Ю-Х

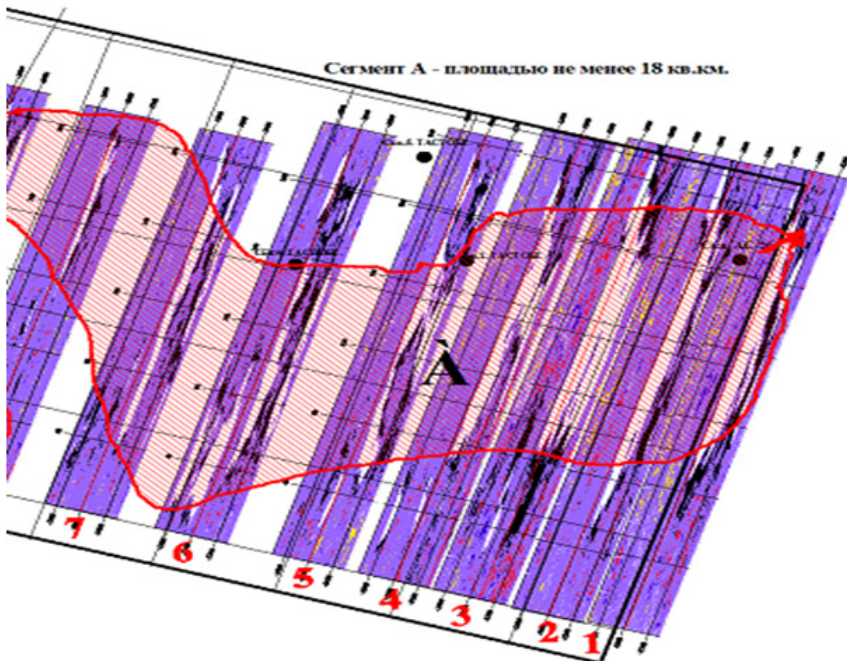


Рисунок 2. Площадь Тастобе. Прогноз площади нефтегазонасыщения юрских отложений по способу САЭ-анализа (Соболев Д.М., 2013 г.)

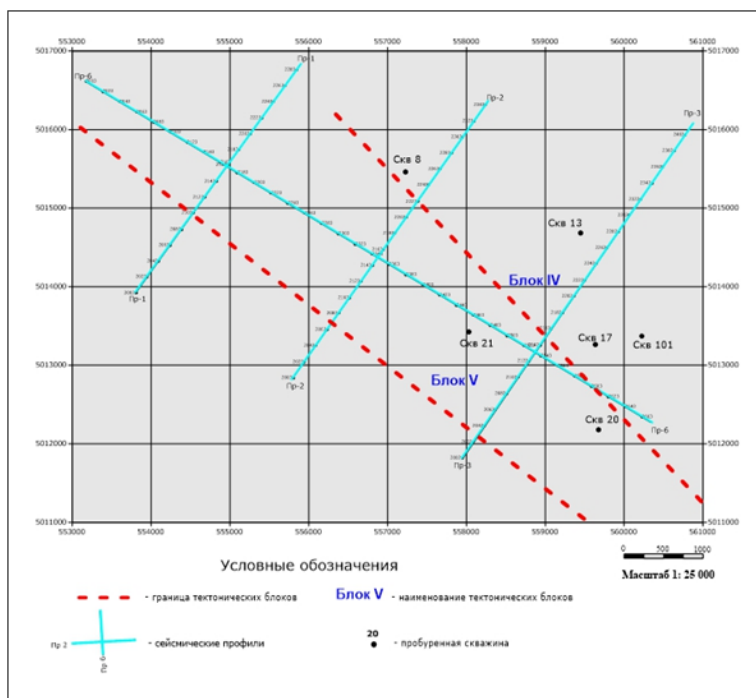


Рисунок 3. Северный Каражанбас. Схема сейсмических профилей

При выполнении работ в качестве базовых данных использовались волновые поля временных разрезов по профилям 1, 2, 3 и 6 во временном масштабе. Анализ нефтепродуктивности разреза выполнялся двумя методами, основанными на решении обратной задачи сейсморазведки путём анализа частотно-динамических характеристик волновых полей восходящих волн: первый – САЭ, второй – МЧК.

В основе обоих методов лежит принцип, предложенный академиком М.А. Садовским, о блочно-иерархическом строении геологической среды [5, 6]. Нефтяные, газовые и газоконденсатные месторождения по морфологическим, литологическим и петрофизическим признакам рассматриваются как аномальные объекты, отличающиеся от вмещающих толщ по многочисленным параметрам: изменениям вещественного состава, плотности, пористости, пластовых и интервальных скоростей. Для обнаружения влияния этих факторов на сейсмические поля отражённых волн используются физические характеристики, генетически связанные с залежью.

На основании опытов, проделанных на физических моделях и в реальной гео-

логической среде, установлено, что нефтегазонасыщенный пласт-коллектор вызывает трансформацию волнового поля отражённых Р-волн [6, 7]. Наиболее ярко этот эффект трансформации проявляется при рассмотрении спектральных плотностей сейсмических сигналов.

Изменения спектральных характеристик амплитуд были зафиксированы при исследованиях воздействия вибросейсмическим источником с дневной поверхности на продуктивный пласт на следующих месторождениях: Мортюмья-Тетеревское, Мордово-Кармальское, Правдинское, Суторминское, Советское и Ярино-Каменоложское [7]. В результате проведённых исследований авторы делают вывод, что на собственных частотах нефтяных залежей возникает сейсмические резонансы как в терригенных коллекторах (рис. 4), так и в карбонатных (рис. 5) [7]. Несмотря на различия, для всех типов низкочастотного эмиссионного отклика нефтегазонасыщенным пластам свойственен дискретный характер сейсмической люминесценции, что выделяет их среди вмещающих пластов плотных глин, для которых эмиссионный отклик имеет сплошной спектр.

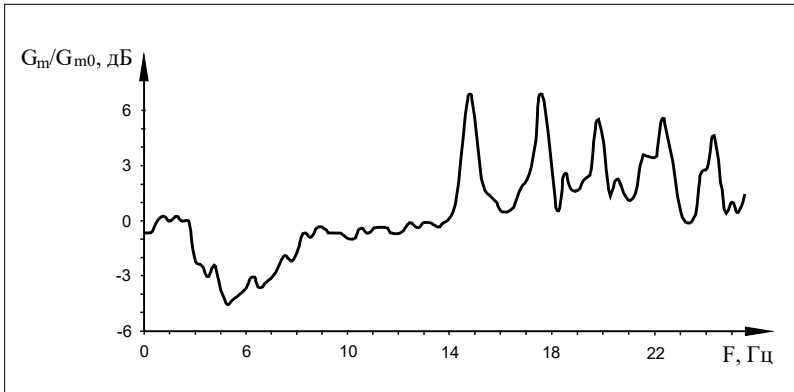


Рисунок 4. Изменение спектральной плотности сейсмической эмиссии продуктивного терригенного пласта [7]

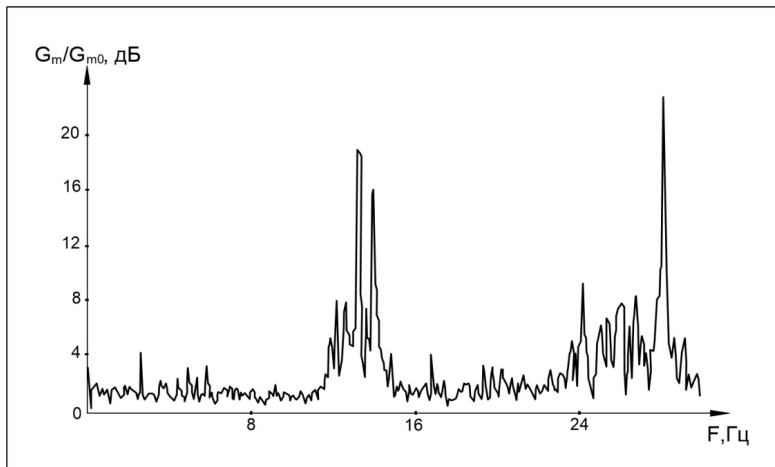


Рисунок 5. Изменение спектральной плотности сейсмической эмиссии продуктивного карбонатного пласта [7]

Дискретный спектр сейсмической люминесценции однозначно показывает, что нефтегазопродуктивные пласты являются колебательными системами с сосредоточенными параметрами, представленными совокупностью связанных осцилляторов. Такое представление соответствует известной модели блочно-иерархического строения массива горных пород, предложенной М. А. Садовским [5].

В условиях отсутствия в разрезе нефтегазовых залежей данный феномен не имеет места. Таким образом, возникновение эффекта сейсмической люминесценции в волновом сейсмическом поле может использоваться как поисковый признак углеводородных залежей.

Для обнаружения в сейсмическом волновом поле восходящих волн признаков нефтегазовых залежей (далее –

НГЗ) был разработан комплекс программ динамической обработки (патент РФ № 2396575) [8]. Граф обработки предусматривает анализ распределения амплитуд волнового поля в полосе частот спектра сейсмической записи.

Последовательность основных этапов обработки включает:

- вычитание когерентных волн;
- расчёт амплитудно-частотных декомпозиций;
- анализ амплитудно-частотных декомпозиций;
- выделение участков высокоамплитудных модуляций;
- принятие решения о продуктивности выделенного объекта.

На профилях изучаемой площади Северный Каражанбас сейсмические поля временных разрезов имеют высокое ка-

чество обработки. Частотный диапазон сигналов составляет 15–90 Гц (рис. 6).

В верхней части временных разрезов выделяется ряд отражающих горизонтов: Iа1 – кровля альбских отложений, Iа – кровля аптских отложений, II – кровля неокомских отложений, IIIа – горизонт внутри неокомских отложений, III – подошва неокомских отложений, IV – горизонт внутри юрских отложений, V – подошва юрских отложений. Нефтенасыщенные коллекторы средней юры расположены в интервале времени $T_0 = 550–650$ мс.

На границах смены литологии за счёт значительного изменения акустических жёсткостей формируются высокоамплитудные отражения, «затеняющие» динамическую выразительность продуктивных внутриформационных интервалов волно-

вого поля, являющихся объектом изучения. Для снижения уровня амплитуд отражённых волн применялось когерентное вычитание. В результате вычитания достигается значительное ослабление доминирующих высокоамплитудные отражений, при этом в целевом интервале повышается разрешённость и динамическая выразительность отражённых сигналов малой амплитуды.

После вычитания когерентных волн рассчитывались частотные декомпозиции волновых полей для дискретных значений частоты. По совокупности частотных декомпозиций в каждой точке вычислялась дисперсия, или энтропия, Шеннона [9, 10]. Полученная матрица дисперсий в плоскости волнового поля количественно характеризует поисковый признак УВ.

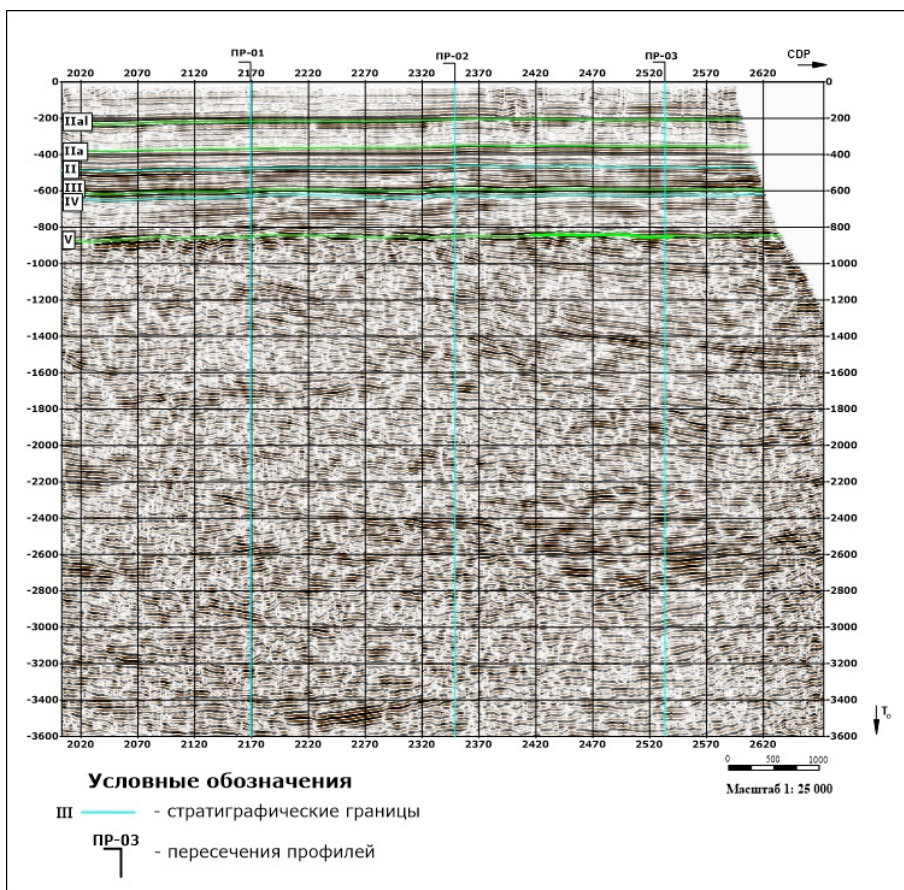


Рисунок 6. Исходный временной разрез по профилю 6

Местоположение максимальных значений дисперсии в координатах рассматриваемых временных разрезов локализуется в сегменте, соответствующем

продуктивным интервалам отложений средней юры, вскрытых скв. № 13, 17, 20, 21.

Таким образом, были получены характеристики локализации нефтяных залежей в плоскости временных разрезов. На профилях 3 и 6 местоположению нефтяной залежи в верхней части разреза (рис. 7) соответствует участок максимальных значений центрированных амплитуд в интервале времени $T_0 = 600\text{--}630$ мс. Вдоль линии профиля аномальная зона располо-

жена в интервале общих глубинных точек 2140–2575. На секущих профилях 1, 2 и 3 получены аналогичные аномалии, которые согласуются по времени T_0 и по рассчитанным значениям амплитуд с шестым профилем. Полученный результат соответствует результатам испытаний в продуктивных скв. № 13, 17, 20 и 21.

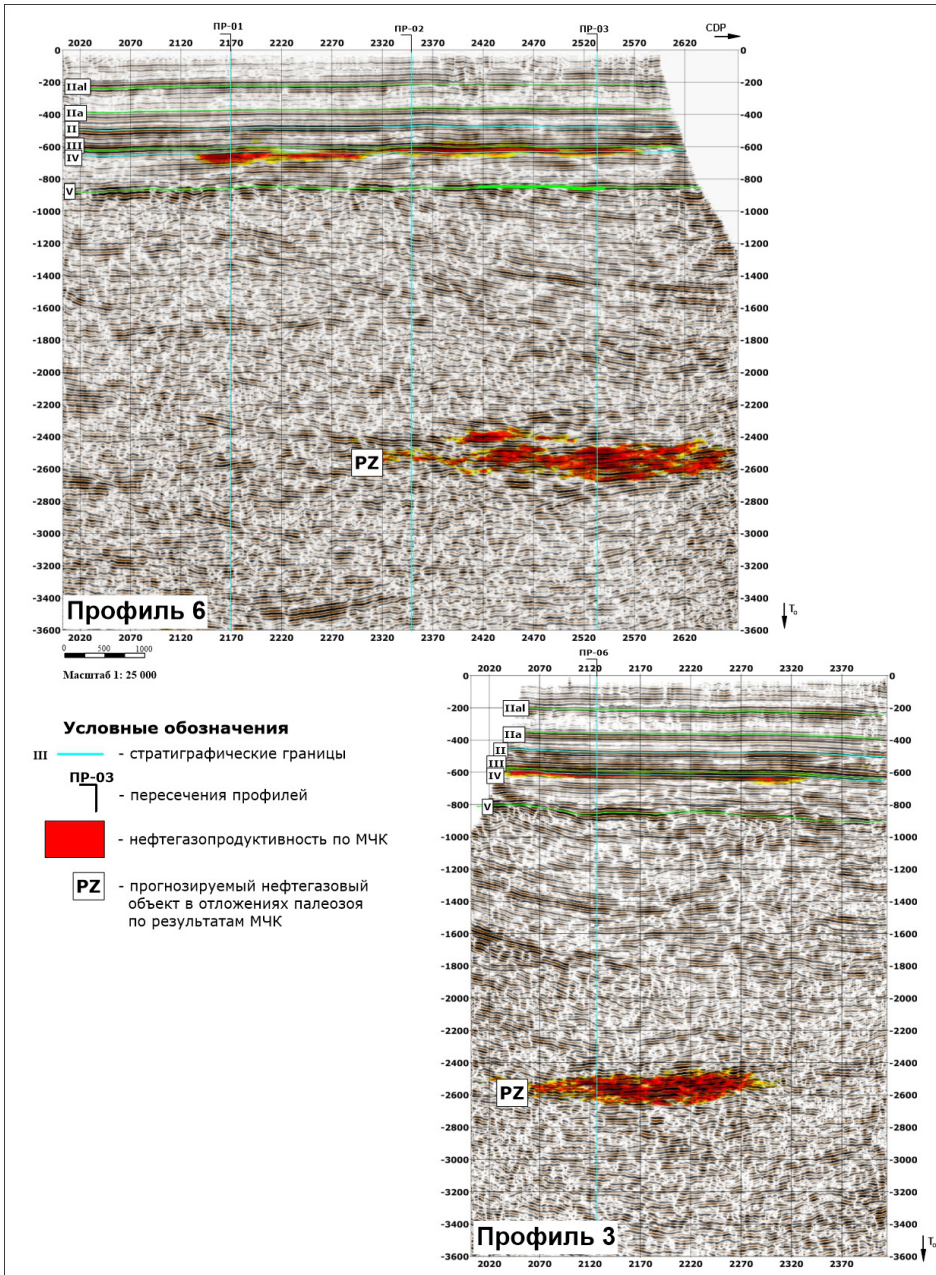


Рисунок 7. Результат динамической обработки по профилям 3 и 6, полученный МЧК

Изучение области распространения нефтенасыщенных коллекторов в отложениях средней юры выполнено также способом САЭ. Данный способ предполагает выделение аномальных участков волнового поля, возникающих при взаимодействии фронта падающих волн с углеводородным флюидом, с использованием алгоритма расчета энтропии Шеннона по совокупно-

сти распределения амплитуд частотных декомпозиций в диапазоне спектра сейсмического волнового поля.

Результаты САЭ анализа и МЧК в целом совпадают. На профилях 3 и 6 выделяется аномальная зона в верхней части разреза, соответствующая нефтенасыщенным среднеюрским отложениям (рис. 8).

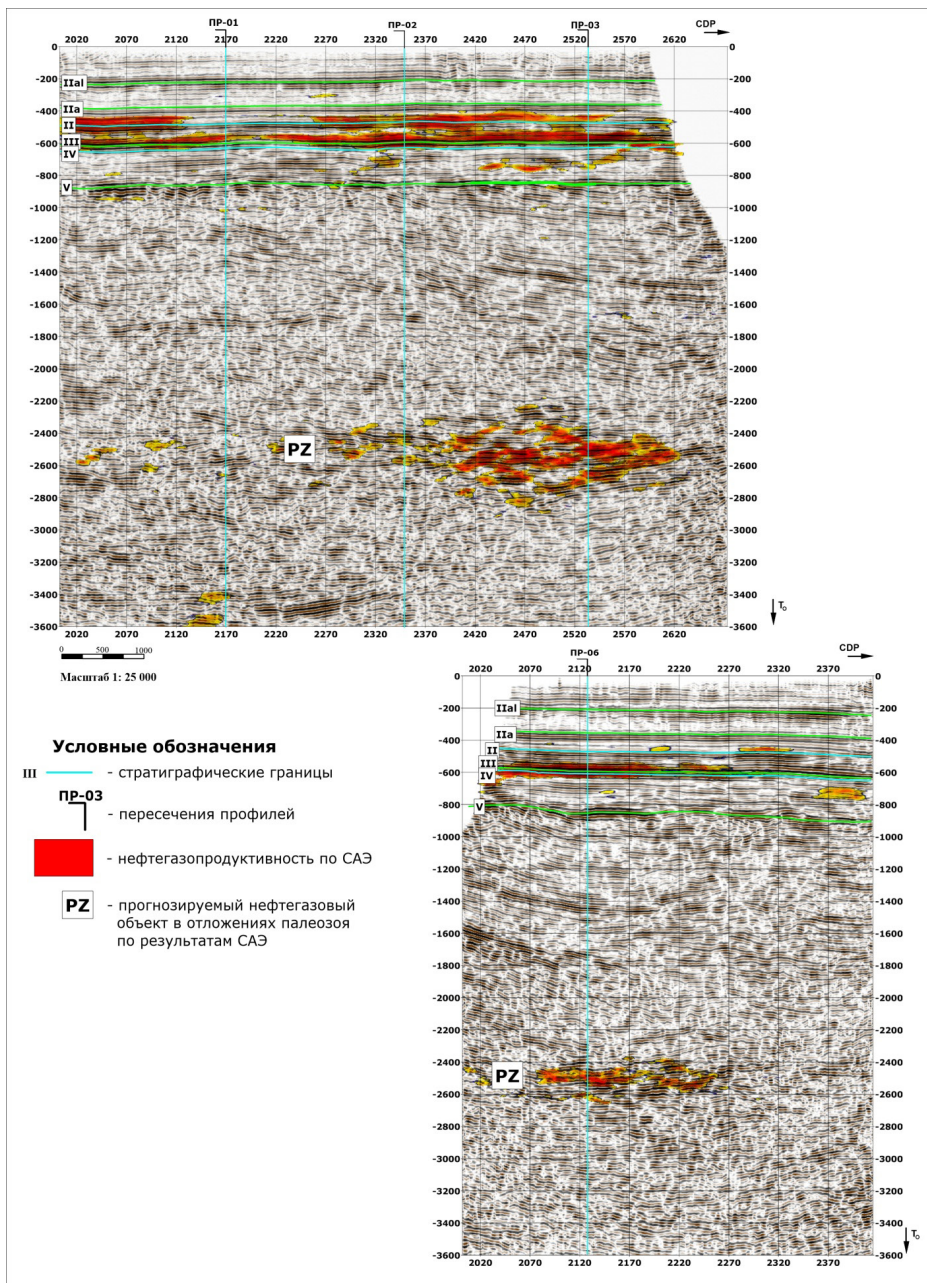


Рисунок 8. Результат динамической обработки по профилям 3 и 6, полученный методом САЭ

Наибольший интерес, по мнению авторов [4], представляет сегмент временно-го разреза шестого профиля на времени $T_0 = 2400-2600$ мс в окрестности пересечения с профилем 3. Как видно из результатов обработки двумя независимыми способами, выделенный аномальный участок приурочен к отложениям предположительно палеозойского возраста. Протяжённость прогнозируемой залежи по профилю 3 составляет 2,6 км и по профилю 6 соответственно 4,4 км. Предположительно глубина прогнозируемого палеозойского объекта может составлять 3300–3700 м.

По результатам динамической обработки по четырём профилям построены контуры нефтегазопродуктивности уч. Северный Каражанбас для месторождения нефти в среднеюрских отложениях и для прогнозируемого объекта в отложениях предположительно палеозойского возраста (рис. 9). Площадь нефтенасыщения

пласта А составляет 11,3 км². Площадь прогнозируемого палеозойского объекта составляет 10,5 км².

Для оценки перспектив нефтегазопродуктивности палеозойского осадочного комплекса в интервале глубин 3300–3700 м на северо-восточном и юго-западном блоках м. Северный Каражанбас можно использовать уже имеющиеся результаты сейсморазведки как 2D, так и 3D съёмки. Такого вида работы позволят получить существенный прирост информации о НГЗ в отложениях палеозоя на этой площади.

Таким образом, впервые на территории п-ова Бузачи получен прогноз наличия залежи УВ в палеозойской толще. Прогнозируемый этаж нефтегазоносности в палеозойской толще может иметь большие перспективы для всего района п-ова Бузачи в плане постановки поисковых работ и эксплуатации новых месторождений.

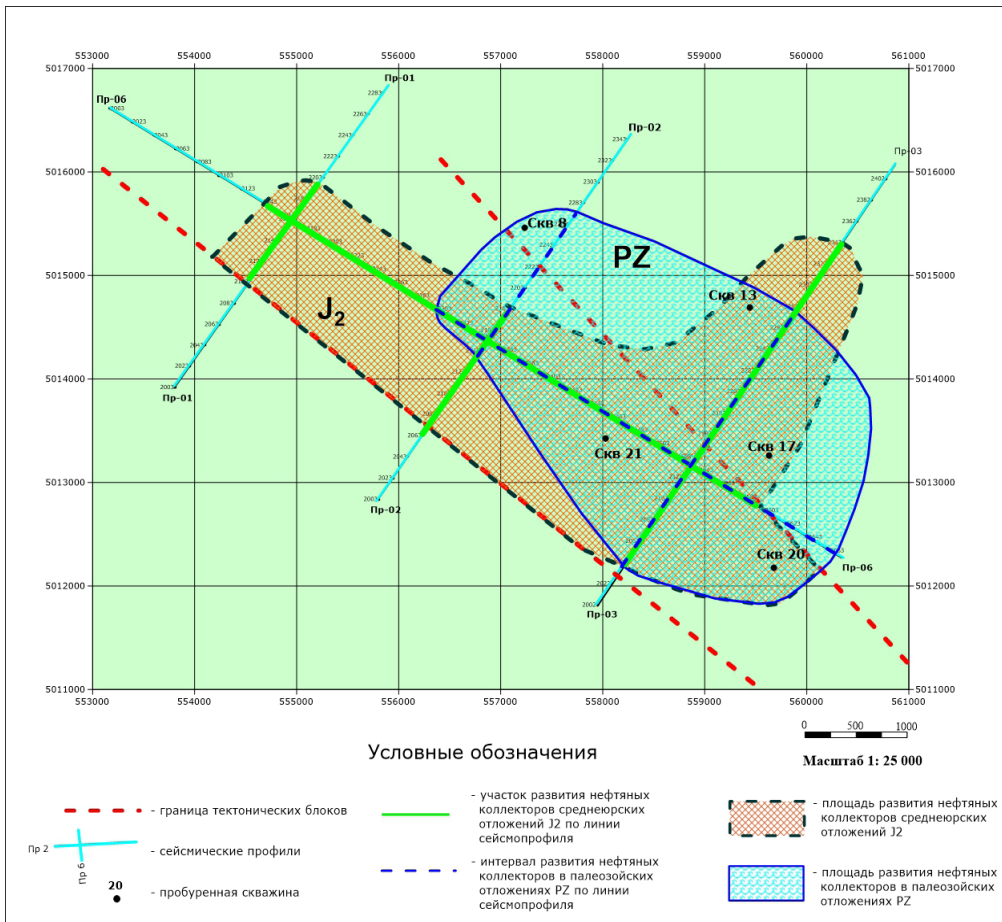


Рисунок 9. Схема развития нефтегазоносности на пл. Северный Каражанбас

В составе Тениз-Шуйской газоносной провинции выделяется Шу-Сарысуйская газоносная область. Региональными газоносными комплексами в Шу-Сарысуйской газоносной области являются терригенно-галогенные отложения верхнего девона – нижнего карбона (фаменский – нижнетурнейский), терригенно-карбонатные отложения нижнего карбона (верхнетурнейский, нижневизейский, серпуховский) и терригенные подсолённые отложения нижней перми.

Месторождения газа приурочены к брахиантиклиналям, осложнённым разломами. Залежи пластовые сводовые, тектонически экранированные.

Новые открытия залежей УВ связываются преимущественно со сложнопостроенными структурами, которые могут выделяться по результатам сейсморазведки МОГТ-3D.

На примере м. Каражанбас Северный показано высокое соответствие прогноза насыщения разреза способами САЭ-анализа и МЧК. Объективные обстоятельства позволяют в настоящее время рекомендовать проведение прогноза нефтегазонасыщения на территории Республики Казахстан только способом МЧК.

Прогноз нефтегазонасыщения способом МЧК осуществляется на участках сейсморазведочных работ МОГТ-2D. Районы с уверенным прогнозом нефтегазонасыщения разреза, составленного после переинтерпретации материалов сейсморазведки способом МЧК, обосновываются для проведения сейсморазведки МОГТ-3D.

В качестве примера целесообразности рекомендуемого метода прогноза нефтегазонасыщения приводим результаты оперативного анализа двух сейсмопрофилей через пл. Жардай, выполненных способом САЭ-анализа (рис. 10).

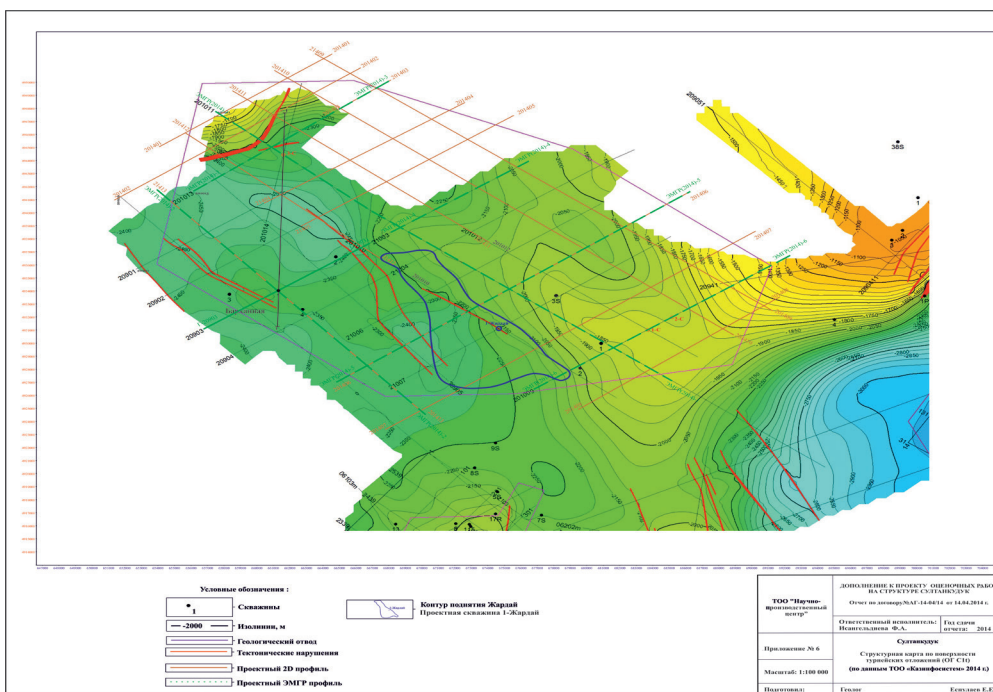


Рисунок 10. Барханная – Жардай. Структурная карта по поверхности турнейских отложений (OG C1t), 2014 г.

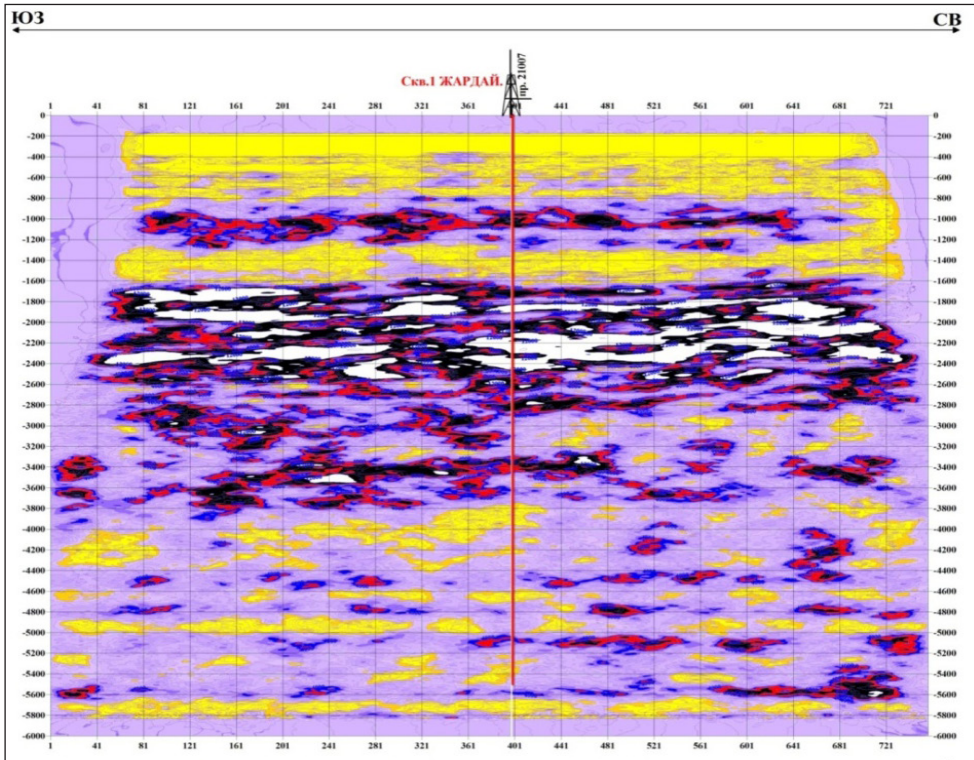
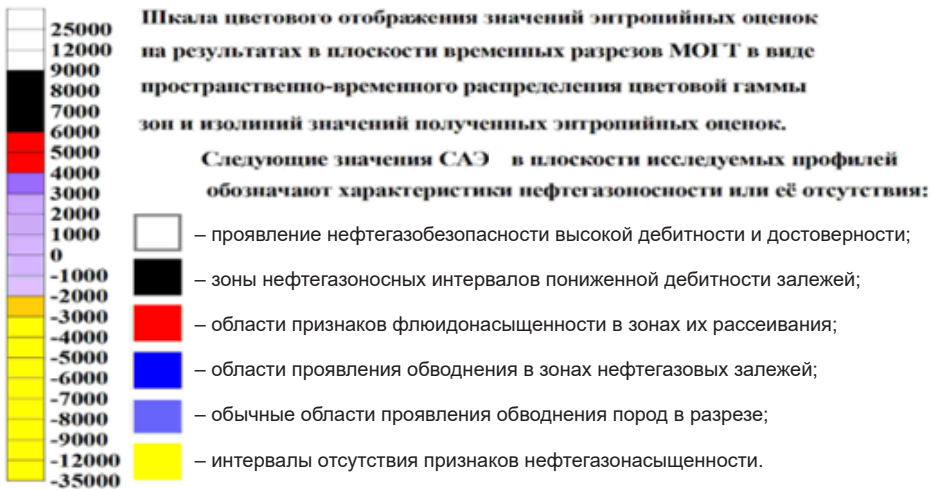


Рисунок 11. Жардай. Поле расчетных значений САЭ в плоскости разреза МОГТ-2D профиля 21010



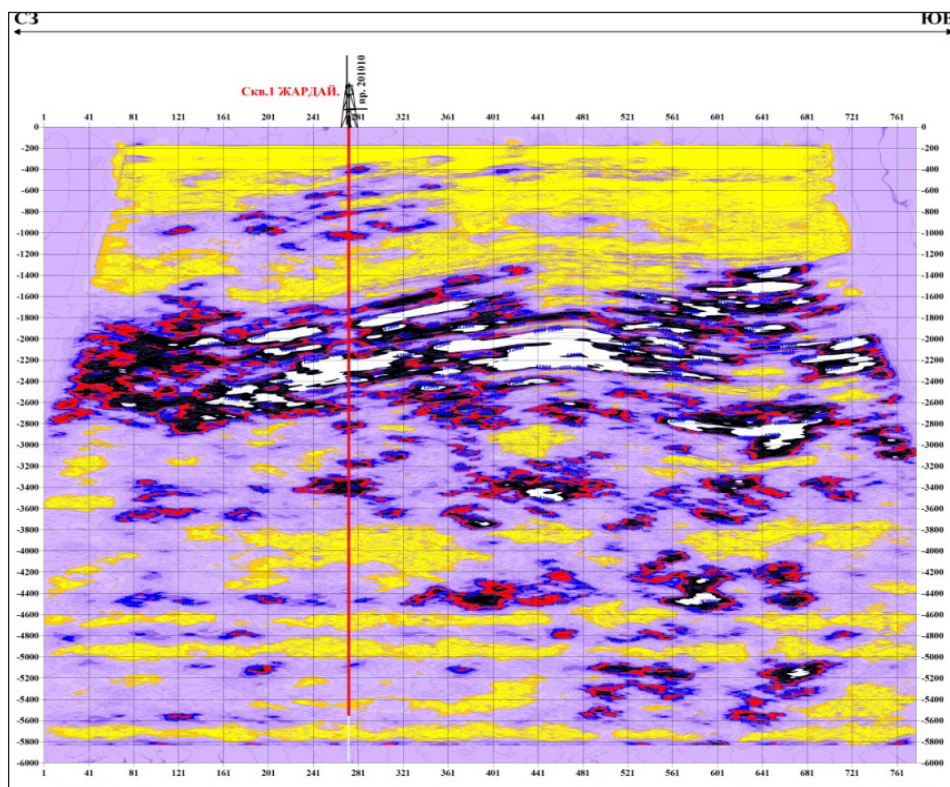


Рисунок 12. Жардай. Поле расчетных значений САЭ в плоскости временного разреза МОГТ-2D профиля 21007

На участке Жардай уверенно фиксируется регионально газонасыщенная толща верхнедевонско-каменноугольного возраста и весьма скромные оценки прогноза скоплений УВ в нижней части палеозойского разреза (рис. 11, 12). Такой прогноз насыщения разреза УВ подтверждается бурением поисковой скважины на Султанкудуке Западный (проектный забой скважины 5000 м).

Результаты прогноза нефтегазонасыщения разреза инновационными способами в нефтегазонасыщенных областях Казахстана убеждают в необходимости проведения переинтерпретации сейсморазведочных работ МОГТ для прогноза нефтегазонасыщения проектного разреза при разведочных работах на площадях по поиску и оценке залежей нефти и газа.

Список использованной литературы

1. Соболев Д.М., Амельченко Н.В. Инновационные способы сейсморазведки для решения задач прямого обнаружения и изучения строения нефтегазовых залежей. – Труды ОНГК, Алматы, 2014, вып. 4.
2. Котов В.П., Панютина Н.А. Гидрогеологическая зональность триасовых вод Южного Мангышлака. Геология нефти и газа № 9, 1988 г.
3. Проняков В.А. Емкостные и фильтрационные свойства доюрских образований Южного Мангышлака. – Труды КазНИПинефть. Грозный, 1983, вып. 10, с. 11–13.
4. Соболев Д.М., Амельченко Н.В. и др. Отчет по теме: «Проведение прямого поиска и изучения нефтегазонасыщенности пород исследуемого разреза способами сейсмических энтропийных видов анализа на перспективных нефтегазонасыщенных объектах территории лицензионного участка Каражанбас Северный» по договору № 055414 от 29.10.2014 г. г. Саратов, 2015 г.
5. Садовский М. А. Дискретные свойства геофизической среды. М. Наука. 1989 г.

6. Алексеев А.С., Геза Н.И., Глинский Б.М. и др. Активная сейсмология с мощными вибрационными источниками – Новосибирск, Изд-во ИВМиМГ СО РАН, 2004.

7. Голошубин Г.М. Чабышова Э.А. Обменные медленные волны в неоднородной проницаемой флюидонасыщенной среде. – Технологии сейсморазведки, 2015, № 3, с. 10–15.

8. Амельченко Н.В., Матаева А.С. Способ геофизической разведки при поиске нефтегазовых месторождений. Патент Российской Федерации № 2396577 от 10 августа 2010.

9. Амельченко Н.В. Матаева А.С. Прямой прогноз залежей углеводородов по данным сейсморазведки. – Нефть. Газ. Новации, 2010, № 2, с. 41–46.

10. Амельченко Н.В. Иванов С.Ю. Сейсморазведочный метод раздельного частотного анализа волновых полей: прямое обнаружение и изучение залежей углеводородов. – Нефть и газ, 2013, № 4, с. 93–107.

11. Соболев Д.М., Соболев И.Д., Бехтерев И.С., Бехтерев В.И. Способ сейсморазведки для прямого поиска и изучения нефтегазовых месторождений по данным регистрации, преобразования, обработки и анализа энтропии упругих волновых полей в частотной области. – Патент Российской Федерации № 2169381. Кл. GOIV 1/00от 20.10.2001.

ҚАЗАҚСТАН РЕСПУБЛИКАСЫ АУМАҒЫНДА СЕЙСМИКАЛЫҚ БАРЛАУ ҚҰЖАТТАРЫН ИННОВАЦИЯЛЫҚ ӘДІСТЕРМЕН ӨНДЕУ АРҚЫЛЫ ҚОЙНАУҚАТТАРДЫҢ МҰНАЙМЕН ҚАНЫҚТЫЛЫҒЫН БОЛЖАУ

Н.В.Амельченко, Д.М. Соболев, В.П.Котов, С.М.Қалиев

Сейсмоакустикалық энтропиялық талдау (САЭ-талдау) мен композициялық жиілік (МЧК) әдістері – перспективті алаңдарда сейсмикалық барлау нәтижелері бойынша көмірсутектерді тікелей әдістермен іздестіру талаптарын шешуге арналған сейсмикалық барлау тәсілдері болып табылады. Екі әдістеде іздеу көрсеткіші ретінде көмірсутек кен-орнымен әрекеттескен құлама-толқындардың алдыңғы шебінде сейсмика-акустикалық толқындардың қайту құбылыстары қолданылады. Толқындық өрістің спектрлік сипаттамаларын динамикалық өңдеу мен статистикалық талдау нәтижесінде кен-орнының орналасқан жері анықталады. Мақалада Қазақстан Республикасының аумағында МЧК және САЭ тәсілдерімен қойнауқаттардың мұнайға қанығу болжамының нәтижелері келтірілген.

Түйін-сөздер: энтропиялық талдау, жиілік композицияларының әдісі, мұнаймен қанығу болжамы.

FORECASTING OIL AND GAS SATURATION OF THE SECTION BASED ON THE RESULTS OF SEISMIC SURVEY INTERPRETATION USING INNOVATIVE METHODS ON THE TERRITORY OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN

N.V. Amelchenko, D.M. Sobolev, V.P. Kotov, S.M. Kaliev

Seismoacoustic entropy analysis – (SAE-analysis) and the method of frequency compositions – (MFC) are methods of seismic exploration aimed at solving problems of direct search for hydrocarbons based on the results of seismic exploration in promising areas. Both methods use the seismoacoustic response of a hydrocarbon deposit when interacting with the incident wave front as a search criterion. The location of the deposit is determined through dynamic processing and statistical analysis of the spectral characteristics of the wave field. The article presents the results of the forecast of oil saturation by the methods of MFC and SAE-analysis on the territory of Kazakhstan.

Keywords: entropy analysis, frequency composition method, oil and gas saturation forecast.

Информация об авторах

Амельченко Николай Вячеславович – директор, *signal.plus@mail.ru*.

Соболев Дмитрий Михайлович – главный геофизик.

ООО «Геопрогноз-Т», г. Саратов, Россия

Котов Владимир Петрович – канд. геол.-мин. наук, докт. философии, начальник
отдела разведки и подсчета запасов нефти и газа, *vldmrkotov@yandex.kz*

ТОО «Научно-производственный центр», г. Актау, Казахстан

Калиев Сайлау Мырзабайулы – главный геолог, *к_sailau@mail.ru*.

АО «Phystech II», г. Актау, Казахстан

УДК 622.276.654

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

В.И. Токарев, А.А. Ахмет, А.К. Гарифов

Статья освещает один из методов увеличения нефтеотдачи пласта, опыт его применения, включая мировой, и проектирование разработки (с применением геолого-гидродинамической модели) с обустройством опытного участка с учетом особенностей метода. В статье будет подробно рассмотрен опыт применения метода на месторождении К.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, слабосцементированные коллекторы, внутривластовое горение, метод увеличения нефтеотдачи.

Увеличение потребности в энергии и связанные с этим экологические проблемы вызвали рост интереса к методам повышения нефтеотдачи пласта. Поэтому были проведены серьезные исследования, посвященные выяснению вклада этих методов в увеличение мировой добычи нефти. Сегодня термические методы увеличения нефтеотдачи, помимо методов заводнения, рассматриваются как единственная реализуемая на промышленном уровне альтернатива.

Одним из таких методов является метод внутривластового горения, которому посвящена данная статья.

Сущность внутривластового горения (далее – ВПГ) – создание, поддержание и перемещение в нефтяном пласте фронта горения или высокотемпературной зоны, тепло в которой образуется за счет экзотермических окислительных реакций между частью пластовой нефти и кислородом воздуха. При этом используется энергия, получаемая при сжигании тяжелых фракций нефти (кокса), которые и поддерживают горение.

Процесс начинают с инициирования горения в нагнетательной скважине с помощью различных нагревательных устройств: газовых горелок, электронагревателей и т.п. После воспламенения пласта переходят к закачке в нагнетательную скважину воздуха для поддержания и продвижения к добывающим скважинам фронта горения.

Добавление воды (непрерывно или циклами) при определенном соотношении улучшает эффективность теплопереноса в пласте. Данная модификация ВПГ носит название «влажное внутривластовое горение» (далее – ВВГ). В итоге образуются обширные зоны прогрева в виде зон пара и горячей воды. Значения водо-воздушного

отношения (ВВО) при котором происходит перенос из области фронта горения в область впереди него находится в диапазоне 0,001-0,005 м³/м³.

Опыт внедрения внутривластового горения на м. К

Добыча нефти на месторождении началась в 1980 г. Инициирование горения осуществлялось электронагревателями мощностью 24 кВт.

Процесс испытания внутривластового горения осуществлялся на участке, включавшем 3 блока. Согласно проектно-му документу, разработка данного участка предусматривалась методом внутривластового горения в сочетании с заводнением ВВГ на блоках 1, 2; разработка на блоке 3 велась методом «сухого» ВПГ.

Побочные эффекты от применения ВПГ

Основные трудности при реализации ВПГ связаны с образованием стойких эмульсий, прорывом газов горения и воздуха в добывающие скважины и коррозией подземного и наземного оборудования.

Анализ выполненных КРС показал, что ремонты в основном связаны с восстановлением работоспособности нагнетательного фонда скважин. Причинами, непосредственно влиявшими на работу фонда, стали высокие температуры в процессе инициирования горения, вследствие чего происходило обгорание оборудования и смятие эксплуатационной колонны.

Основными причинами (более 60%) ремонтов в добывающих скважинах стал высокий вынос песка, что не было вызвано непосредственно применением ВПГ.

Другим отрицательным моментом при ВПГ является процесс низкотемпературного окисления нефти в пласте [1–3]:

- после прохождения низкотемпературной тепловой волны в пласте остаются значительные – до 50% – количества нефти в виде неподвижного коксоподобного остатка;
- при низкотемпературном окислении нефти происходит значительное увеличение ее вязкости и образование стойких эмульсий, а также загудронивание пласта.

На м. К процесс низкотемпературного окисления на значительной площади промысла ВВГ был вызван значительным отставанием темпов нагнетания воздуха. Кроме того, по ряду скважин в разное время по техническим причинам допускались длительные перерывы или значительные ограничения в нагнетании окислителя после инициирования горения, а последующий запуск проводился без повторного инициирования. Помимо вышеуказанных причин, по ряду скважин были закачаны

значительные объемы окислителя до создания процесса ВПГ.

Не менее важная проблема при ВПГ – нейтрализация газов горения. При реализации процесса ВПГ из добывающих скважин вместе с жидкостью извлекается большое количество газообразных продуктов. В их состав, помимо азота (N_2), остаточного кислорода (O_2) и двуокиси углерода (CO_2), могут также входить продукты термического крекинга нефти, такие как окись углерода (CO), двуокись серы (SO_2), сероводород (H_2S) и другие токсические вещества.

Основными загрязнителями окружающей среды при ВПГ являются углеводороды (далее – УВ) и окислы азота. Источниками выбросов на промысле являются скважины, оборудование площадок групповых замерных установок (далее – ГЗУ), насосы, емкости хранения и резервуары.

Состав попутного газа в первые 6–10 мес эксплуатации характеризовался содержанием компонентов, приведенным в табл. 1. В дальнейшем отмечалось снижение содержания углеводородов на 10% и увеличение доли азота.

Таблица 1. Компонентный состав попутного газа на пилотном участке

Наименование компонента	Содержание, % моль		
	Первые 6-10 мес	До 3-х лет эксплуатации	Более 3-х лет эксплуатации
Двуокись углерода (CO_2)	15	14,2	14
Кислород (O_2)	1,2	2	2
Азот (N_2)	48	58	68
Метан (CH_4)	35	25	15,8
Окись углерода (CO)	0,8	0,8	0,77
Водород (H_2)		0,003	0,03

Анализ состава газов на пилотном участке показал, что состав газа неоднороден и по углеводородной составляющей колеблется в пределах 5–70%.

Из-за колебаний состава и расхода попутных технологических газов, а также с целью термического обезвреживания возможных примесей H_2S эти газы дожигались в факелах, которые были оборудованы при каждой ГЗУ. Из-за негорючести части попутных газов (низкого содержания УВ составляющей) для обеспечения горения факелов в них подавался природный газ [2].

Анализ зарубежного опыта показал наличие схожих проблем. Так, при анализе процесса ВПГ на площади Хорасаны м. Балаханы-Сабунчи-Раманы (Азербайджан)

отмечалось, что поступающие в скважины из пласта газы горения снижали коэффициент наполнения насосов и эффективность их работ. Прорывы газов были зафиксированы уже через 3–6 мес после инициирования горения. Подобные явления отмечались и при реализации процесса ВПГ на м. Павлова Гора (Россия), Бельвью, Санта-Валлей (США), Плойдминстер (Канада) [1, 2].

Технологическая эффективность

Анализ процесса горения показал, что его влияние сказывается на работе практически всех окружающих добывающих скважин. Реакция на процесс подтверждается наличием углекислого газа в продукции добывающих скважин.

Еще одним признаком реакции скважин на процесс горения является рост устьевых давлений по добывающим скважинам. Они начинают реагировать на закачку воздуха ростом устьевых давлений в диапазоне 0,5–1,5 МПа через 1–1,5 мес после начала закачки воздуха в близлежащие нагнетательные скважины. При прорыве газообразных продуктов горения к забоям добывающих скважин устьевые давления возрастают до 3,0 МПа.

Процесс горения привел к росту содержания газообразных продуктов в добываемой жидкости. До начала процесса содержание их по скважинам на 1 т добытой нефти не превышало 10 м³/т, влияние процесса привело к увеличению содержания до 50–250 м³/т и более. С ростом газового фактора происходило постепенное изменение состава добываемого газа. Вместо нефтяного газа, представленного в основном метаном, постепенно шло увеличение содержания углекислого газа и азота при снижении количества метана. Кислород, содержащийся в закачиваемом воздухе, почти полностью расходовался в процессах окисления нефти. Выход его в газообразных продуктах находился в пределах 0–25%.

Анализ газа показал, что количество углекислого газа в начальный период течения процесса незначительно, что связано с его растворением в нефти. В последующем количество углекислого газа возросло до 12–15%, что соответствует средним значениям, характерным для процесса внутрипластового горения, и состав газообразных продуктов горения стабилизировался. Присутствие углекислого газа, как правило, фиксировалось в тех скважинах, где на устье отмечалось повышение давления и увеличение газозвудушного фактора.

Таким образом, 3 параметра – рост давления на устье скважин, увеличение газозвудушного фактора и появление в газообразной продукции углекислого газа – указывают на наличие процесса горения в пласте.

Проведенные исследования показали, что процесс ВПГ привел не только к увеличению дебита скважин, но и увеличению их продуктивности. Увеличение дебита и продуктивности реагирующих скважин

может объясняться снижением вязкости пластовой нефти за счет ее прогрева и растворения в ней углекислого газа, содержащегося в продуктах горения, и увеличения работающей толщины пласта.

Так, увеличение начальной пластовой температуры на 2–3°C уже ведет к снижению вязкости пластовой нефти на 30–50 мПа*с. Увеличение же работающей толщины пласта подтверждается материалами исследования, проведенного методом потокометрии. Если для скважин участка, не входивших в пилотные блоки, коэффициент охвата не превышал 0,30 д. ед., то по реагирующим скважинам пилотного участка он достигал 0,4–0,55 д. ед. и выше. Наблюдался рост средних коэффициентов охвата по годам и, как следствие, увеличение реагирующих скважин в объеме исследованных скважин (1985 г. – 0,31, 1986 г. – 0,37, 1987 г. – 0,41, 1988 г. – 0,43 д. ед.).

Следствием всего вышеперечисленного стало увеличение средних дебитов нефти скважин в зоне реагирования до 9 т/сут и более против 2–3 т/сут по скважинам, расположенным вне зоны горения.

Анализ пластового давления по площади промысла показывал, что в районе, где сосредоточено значительное количество скважин, на которых реализуется процесс ВПГ, образовалась зона с пластовым давлением, на 1–1,2 МПа меньшим, чем в краевых зонах.

Данное явление объясняется следующими факторами:

- во-первых, газовая фаза (воздух) является мобильным, весьма подвижным агентом, быстро расходуемым через сеть добывающих скважин и в силу этого неспособным эффективно поддерживать пластовое давление на уровне первоначального;
- во-вторых, процесс горения ведет к накоплению тепла в пласте и снижению вязкости нефти, что при неизменном темпе закачки воздуха приводит к снижению давления на устье нагнетательных скважин (4,2–5,6 МПа против 3,6–4,6 МПа), а с ним и пластового давления в области активного протекания процесса горения.

В табл. 2 приведены технологические показатели технологии ВПГ за весь период применения по блокам.

Таблица 2. Технологические показатели по блокам промысла ВВГ

Участки	Срок испытания, лет	КИН, %	Средняя ННТ, м	Баланс. запасы, тыс. т*	Годовой темп отбора от НИЗ, %	Обв.,%
ВГ (Б3)	13	20	6	1361	2–3	24–46
ВВГ (Б2)	14	32	10	1215	3–5	40–60
ВВГ (Б1)	15	40	9	2036	2–4	40–60

Обозначения:

ВГ – внутрипластовое горение,

ВВГ – влажное внутрипластовое горение,

ННТ – нефтенасыщенная толщина

*для подсчета КИН запасы были взяты по контуру реагирующих скважин блоков (участков)

Анализ применения технологии ВПГ показал, что всего за 13–15 лет применения внутрипластового горения достигнута высокая степень выработки запасов (от 20 до 40%).

По пилотному участку в среднем 70% текущей выработки приходится на период реализации технологии ВПГ (13–15 лет) и лишь 30% на последующий период закачки воды (более 23 лет).

Мировой опыт применения внутрипластового горения

Метод внутрипластового горения получил довольно широкое распространение

в мире как один из наиболее эффективных, но при этом довольно сложных методов добычи трудноизвлекаемых запасов нефти.

Ниже приведены краткие сведения о реализации технологии ВПГ на двух месторождениях, схожих по основным геолого-физическим параметрам с м. К, на одном из которых технология ВПГ была реализована после закачки пара.

Для сравнения результатов реализации технологии ВПГ основные технологические параметры были сведены в табл. 3.

Таблица 3. Технологические параметры наиболее известных работ по применению ВПГ

Параметр	Мидвэй Сансет	Хончиан	м. К
$H_{общ}/H_{эфф}$, м/м	150/39	8,2/6,4	26/9,5
Глубина залегания, м	640–820	525	250–500
Пористость, %	36	25	33
Начальная нефтенасыщенность, %	75	65	60–72
Проницаемость, мД	1575	676	500–1500
Пластовая температура, °С	52	23,9	27
Начальное пластовое давление, атм	59	27	39,5
Плотность, г/см ³	0,97	0,939	0,94
Вязкость, сПз	110	9000–12000	300–541
Давление нагнетания, атм	50	30–50	50–60
Объем нагнетания на 1 скважину, м ³ /ч	1200		200–700
Водо-воздушное отношение, 10 ⁻³ м ³ /м ³	0		1–3
Конечная нефтеотдача пласта, %	45	52	до 40
Воздухонефтяной фактор, м ³ /м ³	550		843

Поскольку на м. К применение технологии началось на начальной стадии разработки (высокая нефтенасыщенность, низкая обводненность), ниже будет подробно рассмотрен процесс применения технологии на пилотном участке м. Хончиан, на котором применение технологии началось после применения паротеплового воздействия.

Месторождение Хончиан (Блок Н1)

расположено на территории района Синьцзян, Китайская Народная Республика. Блок Н1 является примером успешной реализации ВПГ в качестве третичного метода увеличения нефтеотдачи после закачки пара [4].

Коллекторы приурочены к отложениям юрского периода, представляют собой

слабосцементированный песчаник с пористостью 0,25 и проницаемостью 0,72 мкм². Глубина залегания пластов составляет 550 м. Начальное пластовое давление – 6,1 МПа, температура – 23°C. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет 8,2 м. Коэффициент начальной нефтенасыщенности – 0,65 д. ед. Нефть месторождения тяжелая (0,94 г/см³) и вязкая (9000–12000 мПа*с).

С 1991 г. разработка участка велась с применением паротепловых обработок (далее – ПТОС), после чего закачка пара начала осуществляться непрерывно. В

1999 г. разработка стала нерентабельной из-за высокой обводненности, вследствие чего добыча на участке была прекращена. Нефтеотдача на конец применения ПТОС составила 0,26 д. ед. за счет перехода на постоянную закачку пара прирост КИН составил 0,05 д. ед.

В течение первых 6–10 мес происходило вытеснение вторичной воды газами горения, обводненность оставалась на прежнем уровне – ~99%. По мере продвижения нефтяного вала содержание воды падало и стабилизировалось на уровне 70% [4].

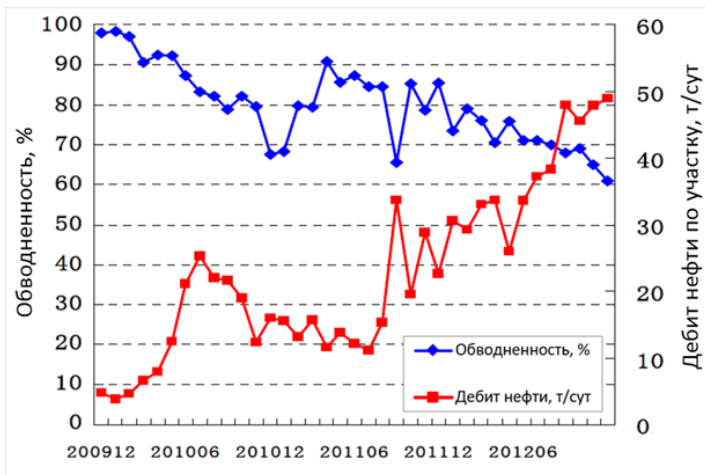


Рисунок 1. Динамика дебита нефти и обводненности опытного участка ВПГ м. Хончиан

По состоянию на 01.01.2013 г. суточная добыча нефти на участке составляла 49 т/сут (рис. 1), закачка воздуха по блоку – 100 тыс. м³/сут, ВНО – 2200 м³/м³. На конец 2017 г. КИН на участке опытно-промышленного испытания (далее – ОПИ) ВПГ составил 0,52 д. ед. За 8 лет разработки методом ВПГ добыто 94 тыс. т. Ожидаемый КИН составляет 0,65 д. ед.

Месторождение Мидуэй Сансет (Блок 23) расположено на юге штата Калифорния, США. Данный проект подобно предыдущему является примером успешной реализации ВПГ в условиях наличия вторичной воды в пласте после закачки пара. Залежи приурочены к отложениям неогенового периода на глубине 450 м. Пластовая температура перед началом ОПИ составляла 43–54°C (элементы 154

и 156), 93–149°C (элемент 153), давление на уровне 0,14 МПа. Пористость 32–35%. Проницаемость 500–2500 мД. Начальная нефтенасыщенность 0,50–0,70. На момент начала ОПИ нефтенасыщенность составляла 0,57–0,48, водонасыщенность – 0,24–0,45. Плотность нефти – 0,992 г/см³, вязкость – 1630 мПа*с.

Участки скв. 154, 156 и 153 расположены обособленно друг от друга на участке Блок 23 и образуют пятиточечные элементы заводнения (рис. 2). Скважины бурились с учетом условий разработки термическими методами. Все 12 реагирующих скважин к моменту начала горения были подвержены неоднократным ПТОС. К моменту перевода скважин под закачку воздуха КИН на участке составлял 0,14 д. ед.

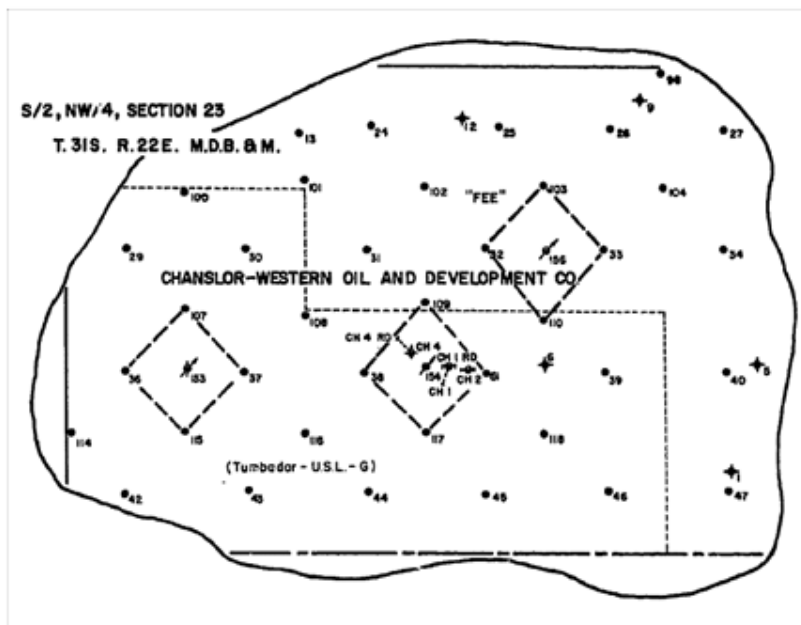


Рисунок 2. Расположение опытных участков (элементов) на участке Блок 23

В целях разогрева пласта перед началом закачки воздуха в июле 1972 г. в скв. 154 было закачено 318 т пара. Анализ попутных газов выявил признаки горения в пласте уже спустя неделю после начала закачки воздуха. В течение первых 8 мес шло наращивание суточного объема закачки воздуха, после чего значение было зафиксировано на уровне 34 тыс. м³/сут с давлением закачки 0,45 МПа. На графике,

представленном на рис. 3, видно, что первые 4 мес закачки воздуха сопровождаются ростом дебита нефти. Максимальный прирост суточной добычи по элементу 154 составил 25,4 т/сут. В июле 1975 г. по причине неисправности компрессора закачка была прекращена. Замеры, выполненные на забое добывающих скважин, показали температуру ~118°C, в нагнетательной скв. 154 – 123°C.

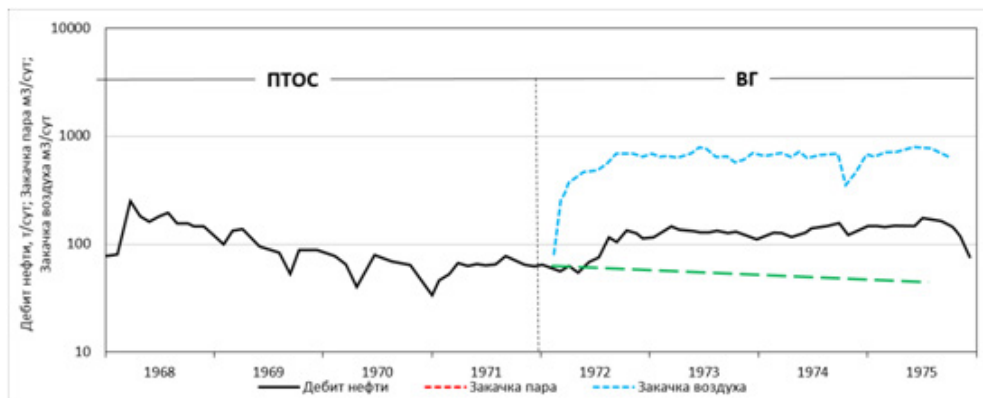


Рисунок 3. Динамика добычи нефти и закачки воздуха, скв. 154

Аналогичная процедура инициирования, с таким же объемом закачанного пара, как в случае скв. 154, была осуществлена в скв. 156 в июле 1973 г., после чего сразу же началась закачка воздуха.

Самовозгорание в пласте зафиксировано в течение первой недели. В первые 6 мес шло наращивание закачки воздуха, после чего значение было зафиксировано на уровне 31 тыс. м³ с давлением закач-

ки 0,49 МПа. Неисправность компрессора, возникшая в июле 1975 г., привела к отключению двух остальных скважин. Закачка в скв. 156 была возобновлена в следующем месяце благодаря замене компрессора на компрессор с мощностью, вдвое меньшей мощности предыдущего. Как следует из

рис. 4, прирост суточной добычи нефти относительно тренда при ПТОС варьировался от 0,8 до 11,1 т/сут. Замеры, выполненные на забое добывающих скважин, показали в среднем температуру 121°C, в нагнетательной скв. 156 – 104°C.

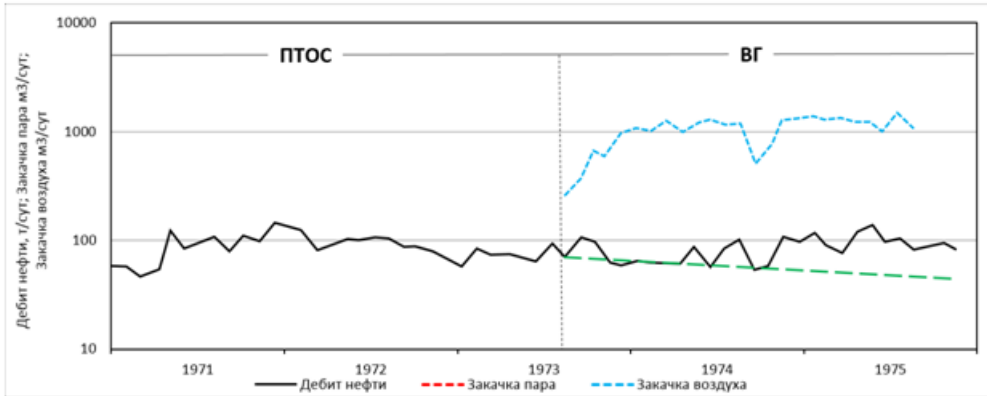


Рисунок 4. Динамика добычи нефти и закачки воздуха, скв. 156

На скв. 153 закачка пара началась в ноябре 1969 г. и шла непрерывно около 4 лет, после чего в августе 1973 г. была начата закачка воздуха. Расход воздуха увеличивался в течение первых 6 мес, после чего значение было зафиксировано на уровне 31 тыс. м³ с давлением закачки 0,25 МПа. Как следует из графика, представленного на рис. 5, объем добычи нефти, приходящийся на период ВПГ, примерно соответствует уровню добычи

при постоянной закачке пара. Поскольку реагирующие скважины неоднократно подвергались ПТОС во время закачки воздуха, эффект от ВПГ выделить невозможно. Температуры, замеренные на забое этих скважин, показывают те же значения, что и до начала закачки воздуха (~107°C).

Анализ скважин, расположенных за границами элементов, также показал увеличение их добычи после начала закачки воздуха на 0,2–0,8 т/сут.

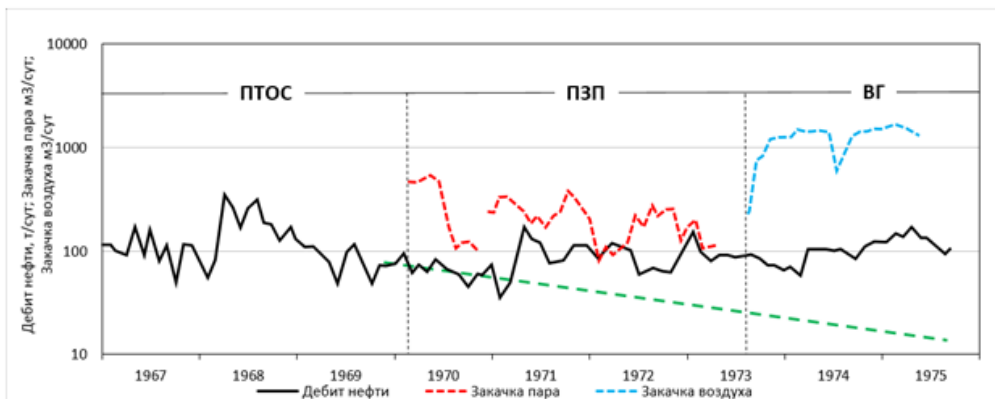


Рисунок 5. Динамика добычи нефти и закачки воздуха, скв. 153

Таким образом, на м. Мидуэй Сансет и Хончиан применение технологии ВПГ является эффективным. Каждый из этих проектов получил высокую экономическую

и социальную оценку. Опыт применения технологии на м. Хончиан подтвердил возможность реализации ВПГ после закачки пара.

Проектирование разработки технологии внутрипластового горения

Для оценки технологических показателей разработки с применением технологии ВПГ необходимо построение гидродинамической модели (далее – ГДМ), которая, наряду с расчетами фильтрации флюидов через пористую среду, позволит воспроизвести реакции, проходящие в пласте при закачке воздуха, их влияние на фазовое состояние и свойства насыщающих пласт флюидов. Построение такой модели происходит в несколько этапов (рис. 6).

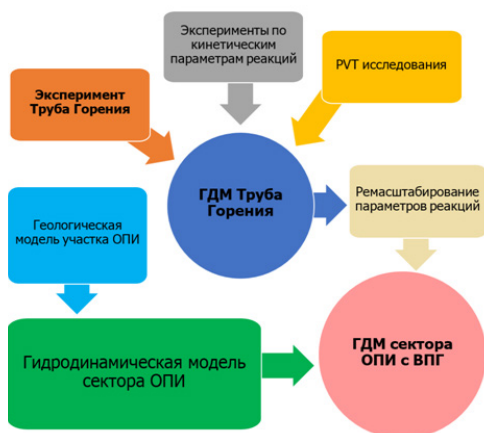


Рисунок 6. Этапы построения геолого-гидродинамической модели сектора с применением технологии ВПГ

Экспериментальная часть

Результатом проведения экспериментов является получение энергии активации и фактора частоты, используемых затем в уравнении Аррениуса:

$$k(T) = A * e^{-Ea/RT} \quad (1)$$

которое устанавливает зависимость константы скорости k химической реакции от температуры T , где:

Ea – энергия активации,

T – температура,

A – фактор частоты (предэкспоненциальный множитель).

Эксперимент на **дифференциальном сканирующем калориметре** (рис. 7) проводится с равномерным нагревом образца при постоянной подаче воздуха с регистрацией выделения тепла (энтальпии). Эксперимент проводится при различных давлениях в камере с образцом и различных темпах нагрева образца.

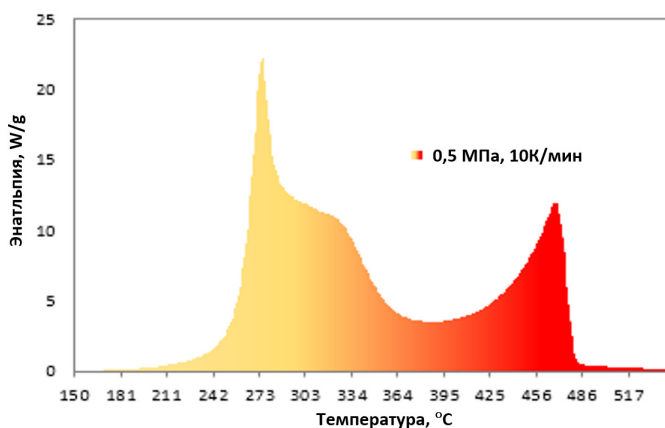


Рисунок 7. Результаты эксперимента на дифференциальном сканирующем калориметре под давлением

По результатам проведения эксперимента были получены значения энергии активации (Ea) для высоко- и низкотемпературных зон окисления, а также фактор частоты (A) для каждой из зон.

Суть эксперимента на **адиабатическом реакционном калориметре** заключается в пошаговом повышении температуры (рис. 8) с переходом в адиабатические условия при темпе саморазо-

грева системы выше установленной величины ($0,02^{\circ}\text{C}/\text{мин}$), которое продолжается до тех пор, пока скорость саморазогрева не будет меньше $0,02^{\circ}\text{C}/\text{мин}$ или при до-

стижении системой максимальной температуры (500°C) прибора. При проведении эксперимента фиксируются давление и температура.

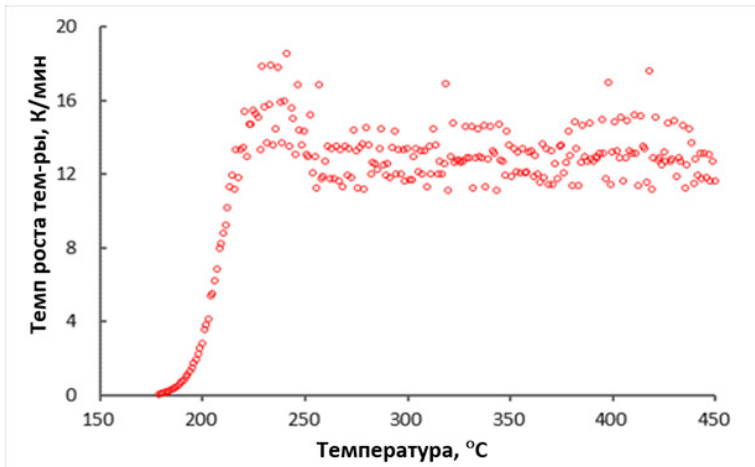


Рисунок 8. Проведение эксперимента на адиабатическом реакционном калориметре

В результате проведения эксперимента также было получено значение энергии активации.

При проведении эксперимента на **термогравиметрическом анализаторе**

(рис. 9) происходит равномерный нагрев образца (образец находится в камере, наполненной воздухом) с постоянной регистрацией массы образца.

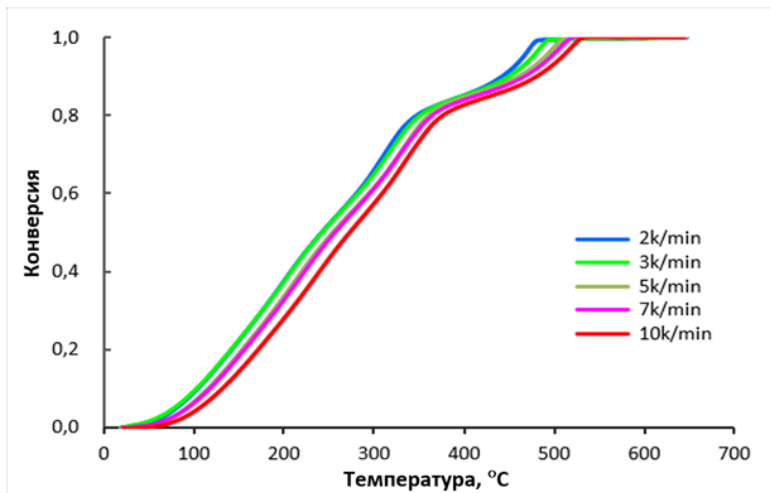


Рисунок 9. Результаты эксперимента на термогравиметрическом анализаторе

В результате интерпретации 5 экспериментов с разным темпом нагрева образца был получен параметр активации по высокотемпературным реакциям.

Исследования на трубе горения

Целями проведения эксперимента трубы горения являются:

1) подтверждение возможности получения стабильного фронта горения в пластовых условиях при текущем давлении и насыщении пласта;

2) настройка модели химических превращений для дальнейшего использования в ГДМ ВПГ сектора ОПИ.

Труба горения представляет из себя металлический цилиндр внутренним диаметром 5 см и длиной 115 см, по всей длине которого с интервалом в 6 см расположены термокомпенсаторы, служащие

для моделирования пластовых условий, и термодатчики, фиксирующие температуру. На рис. 10 представлена принципиальная схема трубы горения.

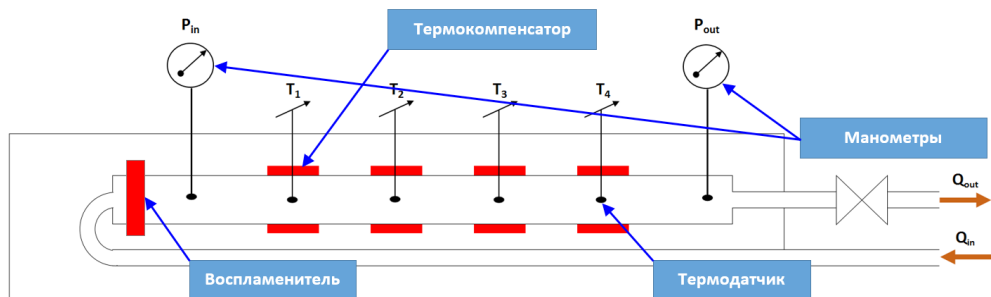


Рисунок 10. Принципиальная схема трубы горения

Стандартная процедура эксперимента по трубе горения включает в себя следующие этапы:

- 1) набивка песком/породой, фракциями, которые обеспечивают заданный диапазон пористости/проницаемости;
- 2) формирование заданной водо- и нефтенасыщенности образца;
- 3) создание заданных термобарических условий;
- 4) установка постоянного уровня закачки азота;
- 5) подогрев подаваемого азота до температуры 500°C воспламенителем;
- 6) по достижении 500°C на первой термопаре происходит переключение с закачки азота на воздух с дальнейшим мониторингом признаков начала реакции (падение концентрации O_2 , рост концентрации

CO_2 , CO , а также рост температуры выше температуры воспламенителя);

7) по мере продвижения фронта горения начинается работа термокомпенсаторов;

8) при получении стабильного процесса горения воспламенитель отключается, закачка воздуха продолжается без предварительного нагрева.

При проведении эксперимента фронт горения (далее – ФГ) сформировался в 25 см от входа в модель. При прохождении ФГ термодатчики фиксировали температуру. Температура на ФГ изменялась в диапазоне от 470 до 500°C (рис. 11), скорость продвижения ФГ составляла ~28,75 см/ч, что позволило сделать выводы о возможности реализации технологии ВПГ и получить дополнительные параметры для управления реакцией горения.

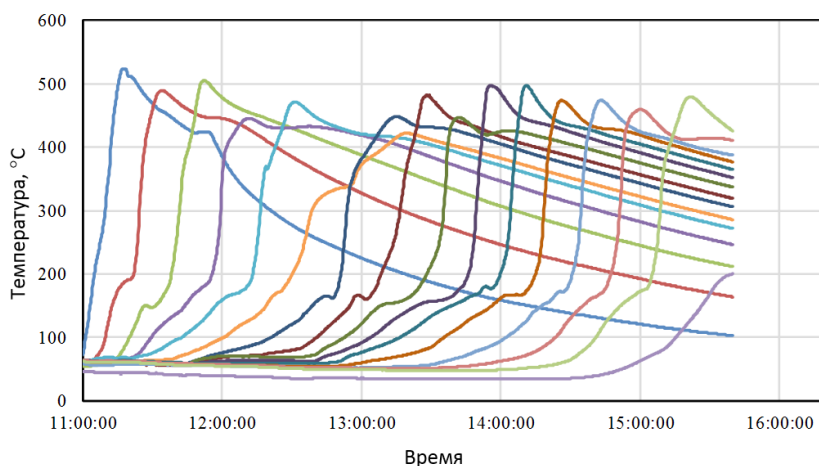


Рисунок 11. Показания термодатчиков при прохождении ФГ

После этого была построена композиционная ГДМ по эксперименту трубы горения, в которую были интегрированы все данные проведенных ранее экспериментов. Далее приводится описание компонентов, использованных при создании модели трубы горения (далее – ТГ).

Параллельно с ГДМ ТГ была подготовлена геологическая модель участка ОПИ, на основе которой была построена гидродинамическая модель сектора с последующей адаптацией для уточнения фильтрационно-емкостных свойств и расчета текущего состояния пласта (распределение насыщения, давления и температуры).

После этого в ГДМ сектора ОПИ была добавлена модель химических превращений (далее – МХП) из ГДМ ТГ для настройки процесса ВПГ. При переносе МХП в

ГДМ сектора участка ОПИ было проведено ремасштабирование параметров реакций для учета размерности сетки.

По завершении вышеперечисленных этапов на основе ГДМ были рассчитаны прогнозные показатели технологических показателей разработки по 6 вариантам:

- вариант 1 – закачка пара;
- вариант 2 – закачка горячей воды;
- варианты 3–6 – реализация технологии ВПГ с различным темпом нагнетания воздуха – 10000, 20000, 30000 и 40000 м³/сут/скв.

Результаты расчетов показали, что наиболее выгодным с технологической точки зрения является **вариант 5** – реализация технологии ВПГ с темпом закачки воздуха 30000 м³/сут/скв (рис. 12), как обеспечивающий наиболее высокий КИН (53%).

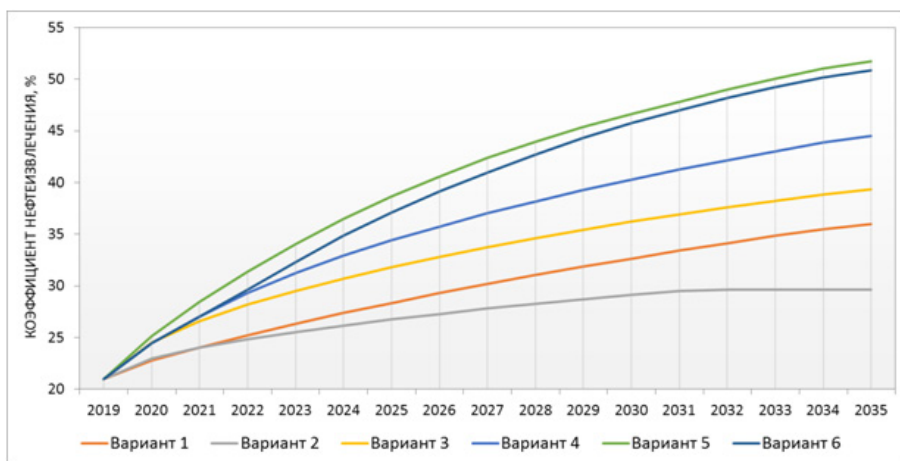


Рисунок 12. Сравнение КИН по различным технологическим вариантам разработки

Выводы

Анализ применения технологии ВПГ показал, что за 13–15 лет при на м. К достигнута высокая степень выработки запасов (от 20 до 40%).

По пилотному участку в среднем 70% текущей выработки приходится на период реализации технологии ВПГ (13–15 лет) и лишь 30% на последующий период закачки воды (более 23 лет).

Кроме того, технология ВПГ выгодно отличается от заводнения темпом отбора и обводненности.

Для подтверждения эффективности технологии на поздних стадиях разработки был проанализирован опыт применения ВПГ на месторождениях аналогах, схожих

по геолого-физическим характеристикам и физико-химическим свойствам с м. К. Так, на пилотном участке м. Хончиан по результатам применения ВПГ на 01.01.2017 г. коэффициент нефтеизвлечения составил 52%. Ожидаемый потенциальный КИН по пилотному участку м. Хончиан составляет 65%. Стоит отметить, что технология ВПГ реализовывалась после паротеплового воздействия и достижения практически 100% обводненности пластов.

Основные сложности применения ВПГ связаны с отсутствием надежных технических средств контроля над распространением фронта горения и доступных средств управления, высокой коррозионной активностью как в добывающих, так и

нагнетательных скважинах, низкотемпературным окислением нефти.

Рассчитанные на основе секторной геолого-гидродинамической модели прогнозные показатели разработки позволяют сделать вывод о высокой эффективности технологии ВПГ: потенциальный КИН составляет ~53%.

Учитывая вышеприведенные обстоятельства, технология ВПГ, несмотря на сложность реализации и контроля, является высокоэффективным средством повышения нефтеотдачи пластов.

Список использованной литературы

1. Бурже Ж., Сурио П., Комбарну М. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. – М., Недра, 1989, 422 с.
2. Антониади Г.Д., Гарушев А.Р., Ишханов В.Г. Настольная книга по термическим методам добычи нефти. – Краснодар, «Советская Кубань», 2000, 464 с.
3. Сагындиқов А., Мурзағалиев А. Исследование физико химии внутрипластового горения. – Алма Ата, КМНТЦ, 1990.
4. Guan Wenlong, Xi Changfeng, Huangjihong. «Fire flooding technologies in post steam injected heavy oil reservoir: a successful example of CNPC». – SPE Heavy Oil Conference-Canada, Calgary, Alberta, Canada, June 2013, № SPE-165436-MS. <https://doi.org/10.2118/165436-MSSPE> Journal, 2013.

ТҮТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙЛЫ КЕН-ОРНЫНДА ҚАБАТТАҒЫ ЖАНУ ТӘСІЛІН ҚОЛДАНУДЫ НЕГІЗДЕУ

В.И. Токарев, Ә.А. Ахмет, А.К. Гарифов

Бұл мақалада әлемдік және сынақ үлескілерінде гидродинамикалық модельдерді (GGDM) пайдалана отырып, кен-орнын игеруді жобалау және оны жайғастыру барысында қойнауқат мұнай-бергіштігін арттыру тәсілін қолданудағы пайдалану ерекшеліктері мен шарттары туралы баяндалған.

Түйін-сөздер: тұтқырлығы жоғары мұнай, әлсіз-байланысқан өткізгіш қабаттар, қабат-ішіндегі жану, мұнай-бергіштікті арттыру тәсілі.

JUSTIFICATION FOR APPLICATION OF IN-SITU COMBUSTION METHOD AT HIGH-VISCOSITY OIL FIELDS

V.I. Tokarev, A.A. Akhmet, A.K. Garifov

The article describes one of the methods of enhancing oil recovery, the experience of its application, including global, and the design of the development (using 3D reservoir simulation) with the arrangement of the pilot area, taking into account the peculiarities of the method.

Keywords: high-viscosity oil, weakly cemented reservoirs, in-situ combustion, enhanced oil recovery method.

Информация об авторах

Токарев Виталий Иванович – эксперт службы разработки, tokarev_v@kaznipi.kz.

Ахмет Әнес Абайұлы – эксперт службы разработки, akhmet_a@kaznipi.kz.

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

Гарифов Айдар Камилович – консультант по разработке a.garifov@niikmg.kz.

DeGolyer & MacNaughton, г. Нур-Султан, Казахстан

УДК 622.276

АНОМАЛЬНО ВЫСОКИЕ ПЛАСТОВЫЕ ДАВЛЕНИЯ НА УЧАСТКАХ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ С УХУДШЕННЫМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ

Р.Е. Хадаров, М.О. Таджибаев

В настоящий момент на большинстве разрабатываемых объектов месторождений Узень и Карамандыбас наблюдается тенденция снижения пластового давления. В связи с этим целесообразно рассмотреть возможности повышения эффективности существующей системы поддержания пластового давления по отдельным выявленным участкам.

В данной статье по результатам проведения мониторинга гидродинамических исследований на нагнетательных скважинах в условиях нестационарных режимов фильтрации предложен подход детального анализа текущего энергетического состояния в разрезе определенных участков по залежам. На примерах отдельных скважин представлены причины возникновения аномально высоких пластовых давлений, предложены возможные пути их решения.

Ключевые слова: аномально высокое пластовое давление, гидродинамические исследования, поддержание пластового давления, техногенные трещины.

Как известно, информация по текущим параметрам пласта необходима для корректного анализа и прогноза показателей разработки при различных вариантах с оптимальной производительностью добывающих и нагнетательных скважин. Большую часть такой информации возможно получить по результатам проведения гидродинамических исследований (далее – ГДИ) на нестационарных режимах фильтрации (методом восстановления давления в добывающих скважинах, методом падения давления в нагнетательных скважинах).

Наиболее важными определяемыми параметрами являются объем ствола скважины, степень загрязнения или улучшения состояния призабойной зоны, пластовое давление, проницаемость, неоднородности, связанные как со строением пласта, так и наличием флюидов с различными свойствами, и т. д. [1]. Полученная информация способствует улучшению качества планирования геолого-технических мероприятий, принятию верных решений в направлении совершенствования системы поддержания пластового давления.

На м. Узень и Карамандыбас, разрабатываемых на водонапорном режиме,

при такой развитой системе нагнетания воды необходим тщательный контроль эффективности метода закачки. Для данных целей используются 2 вида исследований – метод кривой падения устьевого давления (далее – УКПД) и метод установившихся закачек.

Нередко при анализе ГДИ на нагнетательных скважинах выявляются аномально высокие пластовые давления, превышающие гидростатическое давление на 10% и более, в большей части из которых отмечается наличие техногенных трещин, связанных с превышением давления закачки над давлением разрыва горной породы.

В подавляющей части таких результатов ГДИ дополнительно проведенный комплекс промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости свидетельствует о работе небольшой части маломощных перфорированных пластов (рис. 1) [2]. При этом общая оценка энергетического состояния по окружению нагнетательных скважин с аномально высоким пластовым давлением (далее – АВПД) характеризуется низким пластовым давлением, что говорит о неэффективной закачке (рис. 2).

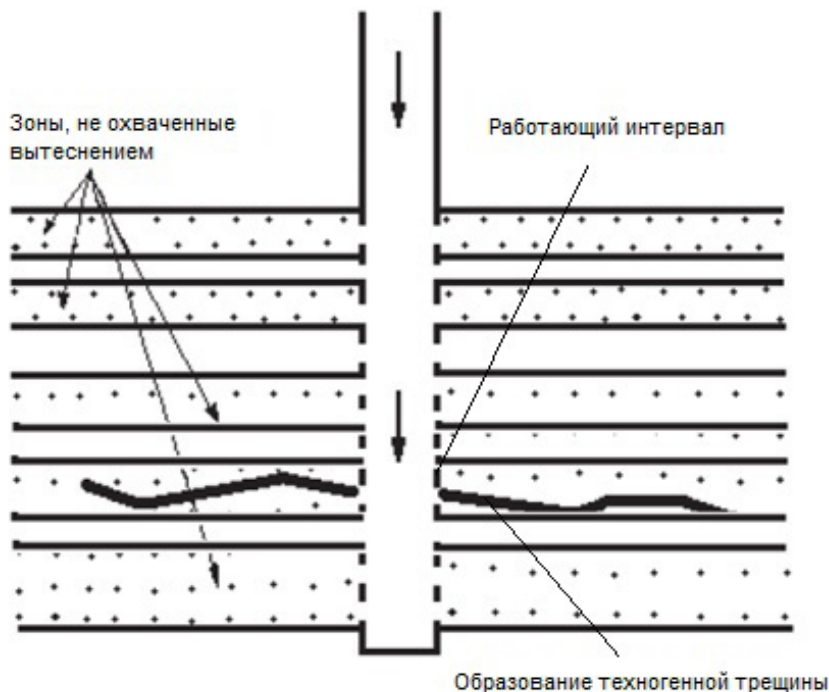


Рисунок 1. Схема работы нагнетательной скважины с АВПД

Далее более детально рассмотрим пути выявления и устранения причин, приводящих к обозначенной выше проблеме, на примерах нагнетательных скважин

ХХ13 и ХХ24 м. Узень, 13 горизонт Основного свода и 15 горизонт Парсумурунского купола соответственно.

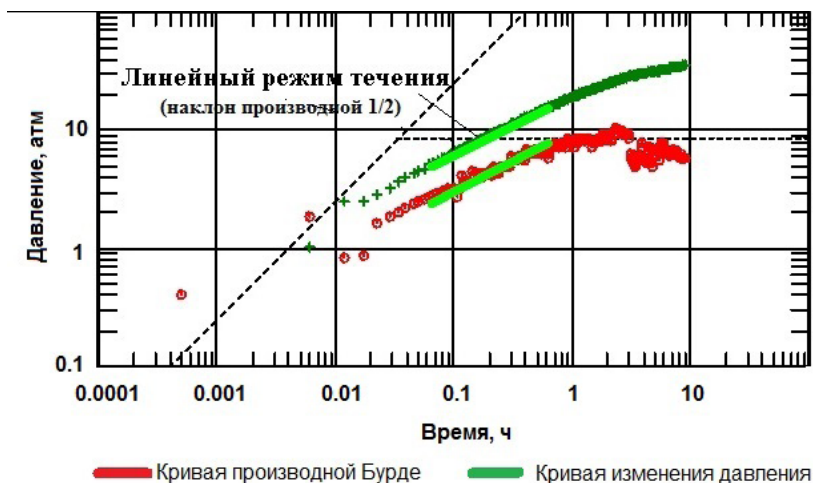


Рисунок 2. Выкопировка карты изобар 13 горизонта Основного свода

На карте изобар, проиллюстрированной на рис. 2, в окружении нагнетательной скважины ХХ13, несмотря на высокую те-

кущую (175%) и накопленную (249%) компенсацию, отмечается снижение пластового давления.

С целью оценки состояния призабойной зоны и уточнения энергетического состояния были проведены ГДИ на неу-

становившихся режимах методом УКПД, результаты которого приведены на рис. 3 и в табл. 1.

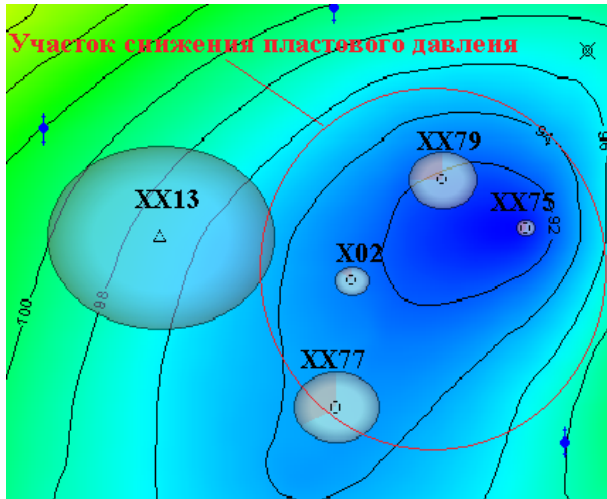


Рисунок 3. Диагностический график интерпретации ГДИ скв. XX13

Таблица 1. Результаты исследования УКПД скв. XX13

№	Параметры	Значение
1	Эффективная толщина пласта, м	12
2	Интервалы перфорации, м	1060–1063; 1074–1077; 1082–1083; 1085–1088; 1096–1098
3	Продолжительность ГДИ, ч	24,7
4	Период работы скважины до ГДИ, ч	796
6	Приемистость до остановки, м ³ /сут	191
7	Модель ствола	ВСС – константа
8	Модель скважины	Трещина-бесконечная проводимость
9	Модель пласта	Однородный
10	Модель границы	Бесконечный
11	Пластовое давление, атм	175
12	Забойное давление, атм	236
13	Коэффициент приемистости	4,2
14	Проводимость, мДа*м	390
15	Проницаемость, мДа	9,9
16	Скин-фактор (общий)	-3,61
17	Скин-фактор (геометрический)	-3,66
18	Полудлина трещины, м	8,5

*ВСС – влияние ствола скважины

Полученное значение пластового давления составило 175 атм, что превышает на 38% гидростатическое давление на середину интервалов перфорации.

На диагностическом графике (рис. 3) показан линейный наклон производной, прослеживаемый на раннем этапе исследования, что говорит о наличии трещины в призабойной зоне. Полудлина трещины

составляет 8,5 м. Учитывая тот факт, что гидроразрыв пласта на скважине не проводился, скорее всего, имеет место наличие техногенной трещины.

При дальнейшем анализе был рассмотрен ранее проведенный на скв. XX13 комплекс промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости, результаты которого сви-

детельствовали о работе только 0,9% от общей толщины перфорированных интервалов. При давлении закачки 96 атм при- емистость скважины на дату исследований составила 221,0 м³/сут, уход закачиваемой

жидкости отмечался в перфорированные интервалы: 1061,8–1062,1 м – 87,0 м³/сут (39,4%), 1097,2–1098 м – 134,0 м³/сут (60,6%). Остальные интервалы перфорации отмечались как нерабочие (рис. 4).

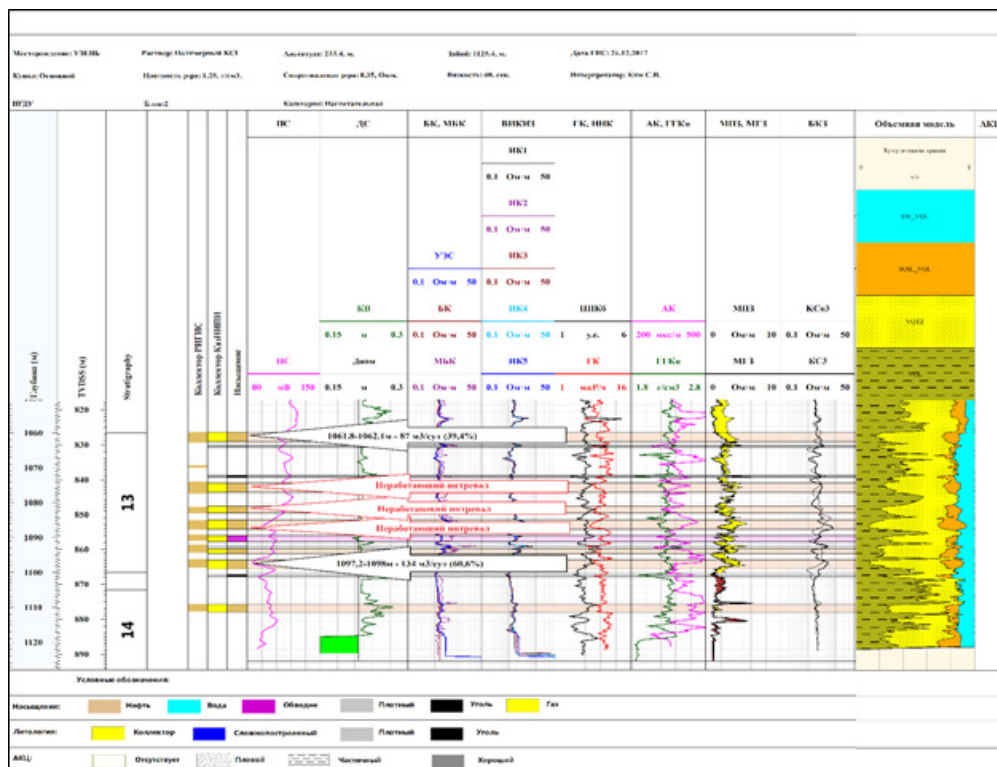


Рисунок 4. Профиль приемистости скв. XX13

На приразломной нагнетательной скв. XX24, расположенной на участке снижения пластового давления (рис. 5), с целью выявления причин неэффективной закачки также было проведено исследование УКПД. Результатом интерпретации зафиксировано аномально высокое значение пластового давления, превышающее гидростатическое на 23%.

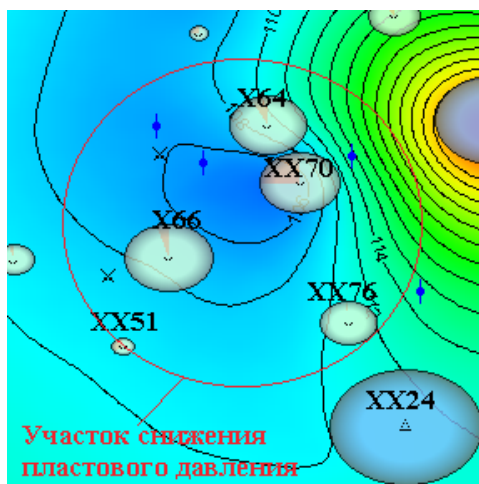


Рисунок 5. Выкопировка карты изобар 15 горизонт купол Парсумурун

Анализ диагностического графика на раннем этапе исследования показал наличие наклона производной, характеризующей билинейное течение по техногенной

трещине конечной проводимости. Также отмечается граничный эффект, связанный с достижением отклика давления разлома (рис. 6).

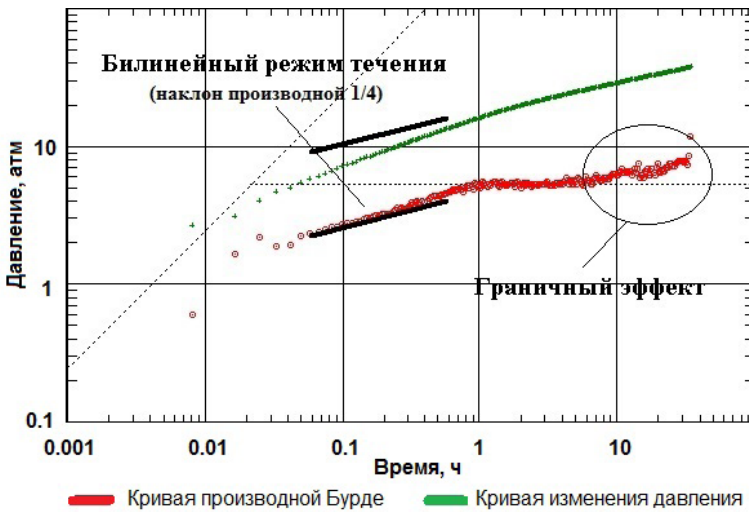


Рисунок 6. Диагностический график интерпретации ГДИ скв. ХХ24

Таблица 2. Результаты исследования УКПД скв. ХХ24

№	Параметры	Значение
1	Эффективная толщина пласта, м	8,3
2	Интервалы перфорации (кровля, подошва), м	1257–1258; 1262–1263; 1268–1270; 1271–1275
3	Продолжительность ГДИС, ч	35,5
4	Период работы скважины до ГДИС, ч	885
6	Приемистость до остановки, м³/сут	261,4
7	Модель ствола	ВСС – константа
8	Модель скважины	Трещина-бесконечная проводимость
9	Модель пласта	Однородный
10	Модель границы	Один разлом
11	Пластовое давление, атм	162,5
12	Забойное давление, атм	239
13	Коэффициент приемистости	4,56
14	Проводимость, мДа*м	394
15	Проницаемость, мДа	14,5
16	Скин фактор (общий)	-4,75
17	Скин фактор (геометрический)	-4,82
18	Полудлина трещины, м	27

* ВСС – влияние ствола скважины

Анализ промыслово-геофизических исследований по определению профиля приемистости показал работу только одного маломощного перфорированного интервала, принимающего всю закачиваемую жидкость. Приемистость сква-

жины на дату исследований составила 163,2 м³/сут, уход закачиваемой жидкости отмечался в перфорированные интервалы 1268,4–1270,4 м. Остальные интервалы перфорации отмечались как нерабочие.

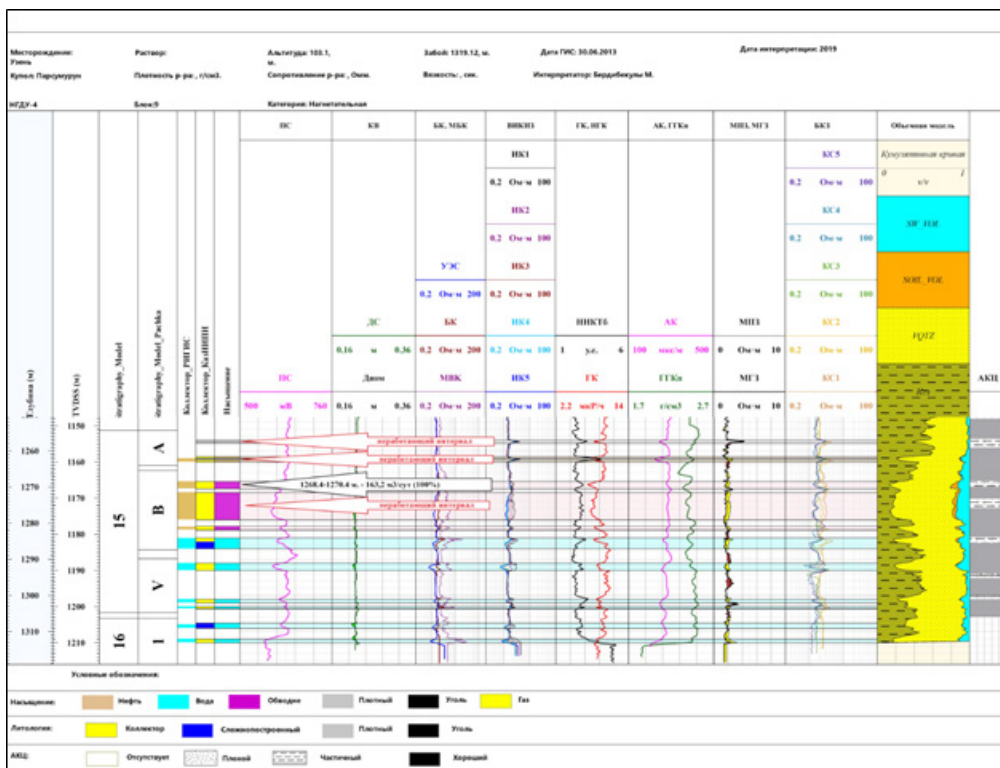


Рисунок 7. Профиль приемистости скв. XX24

Подробный анализ интерпретации вышерассмотренных ГДИ в комплексе с данными промыслово-геофизических исследований привел к полной и наиболее вероятной картине причин возникновения АВПД. Дело в том, что при работе части маломощных пластов с образовавшимися техногенными трещинами небольшой полудлины вся закачиваемая жидкость концентрируется в призабойной зоне скважины на небольшом расстоянии. Естественно, при таких условиях невозможно достичь поршневого вытеснения и соответствующего ему коэффициента охвата вытесняющим агентом. Для решения данной проблемы в рассмотренных примерах целесообразным будет проведение гидроразрыва пласта с целью очистки призабойной зоны и включения в работу проперфорированных зон, не охваченных вытеснением.

С учетом вышеизложенного, с целью своевременного выявления и устранения причин обозначенной проблемы предлагается уделять особое внимание исследованиям нагнетательного фонда на участках снижения пластового давления.

При выявлении скважин с частично работающими интервалами перфорации проводить очистки и обработки призабойной зоны, прострелочно-взрывные работы с целью увеличения приемистости и образования контролируемых трещин.

Для предотвращения образования техногенных неконтролируемых трещин вести мониторинг давления закачки, не превышающей давления разрыва горных пород.

Выводы

1. Определение достоверных значений пластового давления нагнетательных скважин на участках с ухудшенным энергетическим состоянием является определяющим фактором на пути совершенствования системы заводнения.

2. На м. Узень и Карамандыбас постоянно ведется мониторинг качества замеров пластового давления, отбраковываются anomalously высокие значения, полученные вследствие недостаточной продолжительности остановки скважины, что наиболее характерно для нагнетательных скважин, где за статическое давление в пласте очень часто принимается дина-

мическое давление в момент остановки скважины. При этом проведение сложных ГДИ на нестационарных режимах в совокупности с определением профиля приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям нередко объясняет природу возникновения АВГД, не связанную с невозстановленным исследованием.

3. Рекомендуемый подход к анализу результатов ГДИ на месторождениях с высокой слоистой неоднородностью позволит своевременно выявлять проблемы, связанные с неэффективной закачкой, и оперативно разрабатывать геолого-технические мероприятия по увеличению коэффициента вытеснения.

Список использованной литературы

1. Эрлагер Р. Гидродинамические методы исследования скважин. – Институт компьютерных исследований. – Москва – Ижевск, 2004, с. 19–23.
2. Ридель А.А., Левицкая Т.В., Надеждина Е.С. Увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов за счет повышения эффективности работы нагнетательных скважин. – Современная техника и технологии диагностики и гидродинамических исследований скважин, Томск, 2005, с. 52–59.

ӨЗЕН КЕН-ОРНЫНЫҢ ЭНЕРГЕТИКАСЫ НАШАР ҮЛЕСКІЛЕРІНДЕ БЕЙҚАЛЫПТЫ ЖОҒАРЫ ҚАБАТТЫҚ ҚЫСЫМНЫҢ ПАЙДА БОЛУЫ

Р.Е. Хадаров, М.О. Таджибаев

Қазіргі уақытта Өзен және Қарамандыбас кен-орны игеру нысандарының көпшілігінде қабаттық қысымның төмендеуі байқалады. Осыған байланысты, жекеленген үлескілерде қабат қысымын ұстап тұру жүйесінің жұмыс тиімділігін арттыру жолдары маңызды іс-шара болып табылады.

Осы мақалада, гидродинамикалық зерттеулер негізінде бақылау жүргізе отырып, бастыру ұңғыларында бейқалыпты сүзілу режимінде ағымдағы энергетикалық жағдайын толық талдау әдісі ұсынылды. Бейтарап ұңғымаларды мысал ретінде пайдалана отырып, қабаттарда бейқалыпты жоғары қысымның пайда болу себептері анықталып, оны шешу жолдары ұсынылды.

Түйін-сөздер: қабаттағы бейқалыпты жоғары қысым, ұңғымаларды гидродинамикалық зерттеу (ГДИС), қысымның төмендеу сызығы (КГД), қабаттың қысымын ұстап тұру, техногендік жарықтар

ABNORMALLY HIGH RESERVOIR PRESSURES IN AREAS WITH A DEGRADED ENERGY STATE

R.E. Khadarov, M.O. Tajibayev

Nowadays, in the Uzen and Karamandybas oilfields most of the developed objects show decreasing reservoir pressure. Therefore, there is a need to consider opportunities for increasing the efficiency of the existing system for maintaining reservoir pressure for specific identified areas.

This article proposes an approach for a detailed analysis of the current energy state of certain areas through hydrodynamic tests of injection wells in non-stationary filtration modes. The reasons for the occurrence of abnormally high reservoir pressures are presented on the examples of wells, and possible ways to solve them are proposed.

Key words: abnormally high reservoir pressure, hydrodynamic studies, reservoir pressure maintenance, technogenic cracks.

Информация об авторах

Хадаров Рамиль Евгеньевич – ведущий инженер службы разработки месторождений, khadarov_r@kaznipi.kz.

Таджибаев Максат Омурзакович – руководитель службы разработки месторождений, tajibayev_m@kaznipi.kz.

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

УДК 553.982.2

ПРИМЕНЕНИЕ БИОМАРКЕРОВ И ФИНГЕРПРИНТИНГА НЕФТИ ДЛЯ РАСШИФРОВКИ ГЕНЕТИЧЕСКОЙ ПРИНАДЛЕЖНОСТИ НЕФТИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПУТИ МИГРАЦИИ НЕФТИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ НУРАЛЫ

Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Утеев, М.К. Мустафаев, Ш. Лю, Н.Д. Сарсенбеков, А.К. Досмухамбетов, Т.Е. Джумабаев

В данной статье представлена интерпретация результатов биомаркерного анализа и фингерпринтинга нефти по всему добывающему фонду м. Нуралы (36 проб) в целях генетической типизации и определения флюидосообщаемости в пределах месторождения, с последующим прогнозом определения направления миграции углеводородов. По биомаркерному исследованию было выявлено, что нефти Центрального и Западного Нуралы имеют генетически разное происхождение, а залежь в южной части Западного Нуралы формировалась за счет поступления и смешения углеводородных флюидов из северо-восточного и северо-западного направлений, что также подтверждается результатом фингерпринтинга. Нефти Центрального Нуралы являются термически более зрелыми и по плотности легче нефтей Западного Нуралы. Термическая зрелость проб Центрального Нуралы уменьшается с северо-восточной части Нуралы в сторону юго-западной части, что также может указывать на направление миграции углеводородов. Наличие газовых шапок в северо-восточной части Центрального Нуралы может быть связано с их высокой термической зрелостью.

Ключевые слова: биомаркеры, фингерпринтинг нефти, стераны, диастераны, Нуралы, нефтематеринская порода, термическая зрелость, корреляция.

Введение

Южно-Тургайский бассейн, где нефтяные и газовые залежи выявлены в основном в юрских и меловых отложениях, является самым молодым осадочным бассейном в Казахстане. Он состоит из трех блоков: Жиланшиковский, Арыскупский прогибы и Мынбулакская седловина между ними (рис. 1). Геологоразведочные работы начались в этом регионе в 1970-х гг. В данном бассейне сейчас обнаружены в общем количестве 52 нефтегазовых месторождения и структуры (рис. 1), выработанность начальных извлекаемых запасов некоторых из них достаточно высока, например, выработанность м. Кумколь составляет 83% [1]. Ввиду уменьшения остаточных извлекаемых запасов нефти почти всех месторождений определение происхождения нефти и прогноз направ-

ления миграции углеводородов (далее – УВ) являются актуальной темой для обоснования глубокого бурения до палеозоя. Однако, несмотря на высокую степень изученности разными методами и продолжающиеся разведочные работы в Южно-Тургайском бассейне [1–4], до сих пор отсутствует общепринятое представление о происхождении нефти, т.к. взгляды геологов-исследователей разнятся по этому вопросу: например, некоторые считают [2], что нефти Арыскупского прогиба имеют глубинное происхождение, хотя другие [3, 4] полагают, что среднеюрские глинистые толщи в этом районе являются основными нефтематеринскими породами. Также существует мнение исследователей [5], что палеозойские отложения Южного Тургая малоперспективны из-за отсутствия надежных покрышек.

Новизна и научное обоснование исследований

Вследствие пандемии и падения цен на нефть в мире недропользователи вынуждены искать более доступные и достоверные подходы в изучении нефти и проведении поисково-разведочных работ. В связи с этим проведение фингерпринтинга нефти по технологии компании Shell совместно с биомаркерным исследованием является не только самым доступным (бюджетным), но и самым научно обоснованным и достоверным подходом в получении информации о составе нефти. Использование этих результатов позволит отказаться от необходимости проведения некоторых дорогостоящих видов исследований при изучении геологического строения залежи.

Следует подчеркнуть, что ранее подобные геохимические исследования комплексно не проводились для нефти м. Нуралы.

Интерпретация результатов биомаркерного анализа нефти

Биомаркерный анализ проводился на хромато-масс-спектрометре Agilent 7890B в режиме SIM, который используется для идентификации отдельных ионов, выбранных оператором [10]. Для диагностики насыщенных фракций углеводородов были использованы сигналы m/z 57, 191, 217 и 218 для идентификации *n*-алканов (и изопреноидов), терпанов, стеранов и изостеранов соответственно, а для ароматических фракций были выбраны сигналы m/z 178, 184, 192 для обнаружения фенантронов, дибензотифенов и метилфенантронов. Данный анализ выполнялся для характеристики нефтематеринской породы (далее – НМП) исследуемых нефтей: условий осадконакопления, литологии, термической зрелости и возраста НМП. Также сопоставление этих показателей позволяют расшифровать генетические принадлежности нефтей.

Условия осадконакопления ОВ. НМП углеводородов осаждаются в разных условиях (морских, озерных, дельтовых), в которых существуют определенные микроорганизмы и биомассы. Биомаркеры в нефти сохраняют информацию об этих исходных организмах, и их анализ используется для определения условий осадконакопления НМП.

В этой работе для определения условий осадконакопления ОВ применялся график зависимости соотношения приставки к фитану от соотношения C_{29} стеран/ C_{30} гопан. Согласно данному графику, ОВ нефти м. Нуралы образовались в озерной среде, хотя нефти Центрального и Западного Нуралы образуют разные компактные группы, что может указывать на их происхождение из разного органического вещества (рис. 2). Относительно высокие значения Pr/Ph в нефтях Центрального Нуралы указывают на наличие преимущественно окислительной среды во время осадконакопления ОВ, нежели чем в ОВ Западного Нуралы. Согласно автору [3], литологические исследования юрских отложений свидетельствуют об озерной среде для Арыскупской грабен-синклинали.

Литология нефтематеринских пород. Литология НМП также влияет на состав биомаркеров в нефти во время ее образования. Ни один биомаркерный параметр не способен с точностью идентифицировать тип литологии НМП, но можно всего лишь различить глинистую или карбонатную НМП. Низкие C_{29}/C_{30} гопан (29Н/30Н), низкие значения индекса гомогопана на масс-фрагментограммах терпанов (m/z 191) всех исследованных нефтей Нуралы свидетельствуют о глинистости их НМП [9].

Термическая зрелость. В этой работе для оценки термической зрелости проб применялся график зависимости соотношения 4MDBT/1MDBT от индекса метилфенантрена (MPI-1), т.к. их значения возрастают с увеличением термической зрелости. По данному графику (рис. 3) видно, что нефти Центрального Нуралы испытывали более высокие температурные условия во время генерации, по сравнению с образцами Западного Нуралы. Если посмотреть латерально, то термическая зрелость проб Центрального Нуралы уменьшается с северо-восточной части Нуралы в сторону юго-западной части, что также может указать на направление вторичной миграции УВ.

Наличие газовых шапок в северо-восточной части Центрального Нуралы можно быть объяснено их высокой термической зрелостью. Еще одним интересным феноменом является то, что нефть скв. № 69 обладает относительно высокой термической зрелостью среди нефтей Западного Нуралы, в то время как нефть скв. № 226 и

217 показали низкие термические зрелости среди нефтей Центрального Нуралы. По графику зависимости значения плотности нефти при 20°C от глубины за-

легания видно, что нефти Центрального Нуралы легче нефти Западного Нуралы (рис. 4).

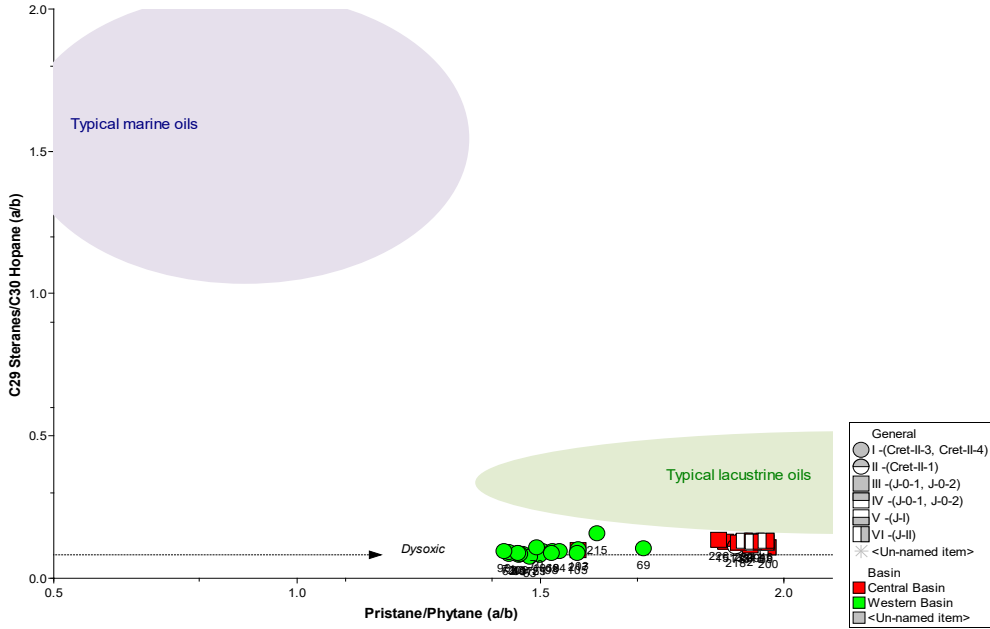


Рисунок 2. Сравнение соотношения пристан/фитан (Pr/Ph) с соотношением C₂₉ стеран / C₃₀ гопан

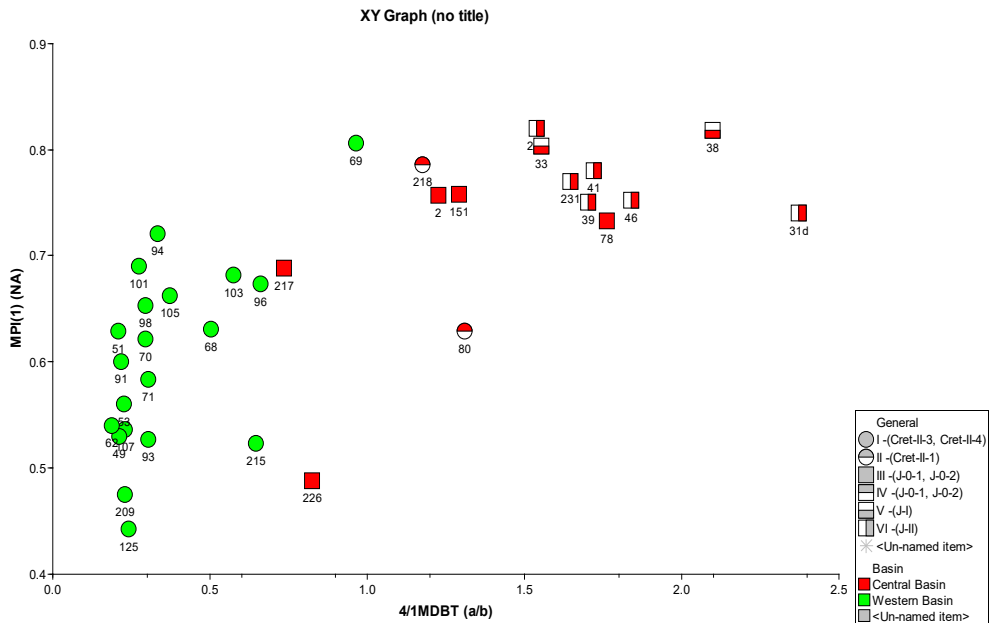


Рисунок 3. График зависимости соотношения 4/1MDBT/1MDBT от индекса метилфенантрена

Данное явление можно объяснить тем, что под влиянием возрастающих температур и давления увеличивается термическая зрелость, и в нефтематеринской породе происходит крекинг высокомолекулярных n-алканов до низкомолекулярных гомологов, вследствие чего молекулярные массы и плотность пластовой нефти уменьшаются со зрелостью. В результате более термически зрелые и менее вязкие нефти с относительно низкими плотностями обычно залегают в нижних залежах, а скопление менее зрелых и более вязких нефтей с относительно высокими плотностями образуются в верхних горизонтах. Определение плотности трех образцов не удалось из-за высокого содержания воды. Термически зрелые нефти из глинистых НМП обычно имеют относительно высокие значения давления насыщения и газового фактора по сравнению с менее зрелыми образцами. Данное наблюдение подтверждается результатами анализов глубинных проб нефти Нуралы [11].

Определение возраста нефтематеринских пород. Как и в палеонтологии, эволюция биомассы и микроорганизмов происходила в разных эрах; в результате поступательного развития жизни на смену одним группам организмов приходили другие [10]. НМП, осажженные в разные периоды времени, содержат определенные биомассы, которые послужили источником ОВ. Обнаруженные останки и относительные концентрации этих микроорганизмов в составе нефти позволяют определить возраст НМП исследуемых нефтей. В мировой литературе существует несколько параметров, успешно применяющихся для определения возраста нефтематеринских пород по биомаркерному составу нефти. Но такие параметры следует применять с осторожностью по следующим причинам: во-первых, некоторые из этих параметров имеют ограничения, например, стерианы C_{28}/C_{29} применимы только для НМП, образовавшихся в морских условиях, и, значит, мы не можем применять данный параметр в этой работе; во-вторых, данные параметры должны подтверждаться только по результатам успешной корреляции нефть-нефтематеринская порода, т.к. каждый бассейн может иметь свои особенности и наборы возрастных показателей. В-третьих, возраст НМП нефтей можно более достоверно определить по результатам биомаркерного анализа, проведенного

в режиме MRM, который используется для детальной и индивидуальной идентификации биомаркеров, т.к. в режиме SIM происходит наложение пиков, что приводит к неправильному определению возраста. В связи с тем, что биомаркерный анализ в этой работе проводился в режиме SIM, возраст НМП не определили. Однако в 2015 г. нами проводился биомаркерный анализ в режиме MRM для четырех проб нефти м. Нуралы (№ 9, 46 – Центральный Нуралы, № 22, 500 – Западный Нуралы), соответственно, была сделана попытка определить их возраст по графику зависимости норхолестана и нордиахолестана. По данному графику (рис. 5) видно, что возраст НМП исследованных нефтей – юра [9]. Однако для подтверждения возраста НМП исследованных проб рекомендуется провести дополнительные исследования, кроме биомаркерного состава.

е) Корреляция нефть-нефть для генетической типизации. Генетическая типизация нефти основывается на распределениях важнейших биомаркеров. Корреляция нефть-нефть подразумевает сравнение геохимических составов по крайней мере двух образцов, для определения того, существует ли генетическое родство между ними или нет. В этой работе для выявления генетической связи между всеми исследованными образцами применялись 2 подхода: i) кластерный анализ PCA и ii) визуальное сравнение масс-фрагментограмм биомаркеров на примере диастеранов;

i) Кластерный анализ PCA. Статистический сравнительный анализ PCA был проведен в программном обеспечении PIGI с целью установления генетической типизации нефти по биомаркерному составу. Для генетической типизации нефти применяются 4 вида биомаркерных параметров: параметры для определения среды осадконакопления, фашиально-литологические и катагенетические показатели. Суть PCA анализа заключается в том, что чем выше процент каждого компонента PC, тем выше охват данных и, соответственно, тем выше достоверность анализа PCA. Компоненты PC-1 и PC-2 составляют 84,18% и 4,29% общей изменчивости (variables) соответственно. Был построен график зависимости компонентов PC-1 и PC-2, охватывающих 88,47% общей изменчивости (рис. 6). По данному графику видно, что все нефти Центрального Нуралы и

3 пробы № 69, 70 и 96 Западного Нуралы образуют общую группу, что указывает на их генетическое единство, хотя нефть скв. № 226 находится далеко. Остальные нефти можно отнести ко второй группе, хотя нефти самой южной части м. Нуралы находятся в середине двух групп;

ii) Визуальное сравнение масс-фрагментограмм. Как видно из визуальных сравнений на масс-фрагментограмме диастеранов по m/z 259 в представительных нефтях (рис. 7) Западного Нуралы, скв. № 53, 125 и 103, присутствуют дополнительные пики, которые отсутствуют в представительных нефтях Центрального Нуралы, хотя нефть скв. № 69 генетически больше близка к нефтям Центрального Нуралы.

Итак, по биомаркерному составу нефтей было выявлено как минимум 2 генетически разные группы нефтей в пределах

м. Нуралы, которые испытывали разные термобарические условия и образовались в разных терригенных (глинистых) ОВ, осаждавшихся в озерной среде в юрском периоде. Нефти Центрального Нуралы являются более термически зрелыми и по плотности легче нефти Западного Нуралы. Термическая зрелость проб Центрального Нуралы уменьшается с северо-восточной части м. Нуралы в сторону юго-западной части, что также может указать на направление миграции УВ. Проведение аналогичных анализов по соседним месторождениям позволяет не только проводить генетическую типизацию нефти, что применяется для прогноза нефтегазоносности региона, но также и определить направление путей миграции в масштабе бассейна, что уменьшает риски бурения «пустых» разведочных скважин.

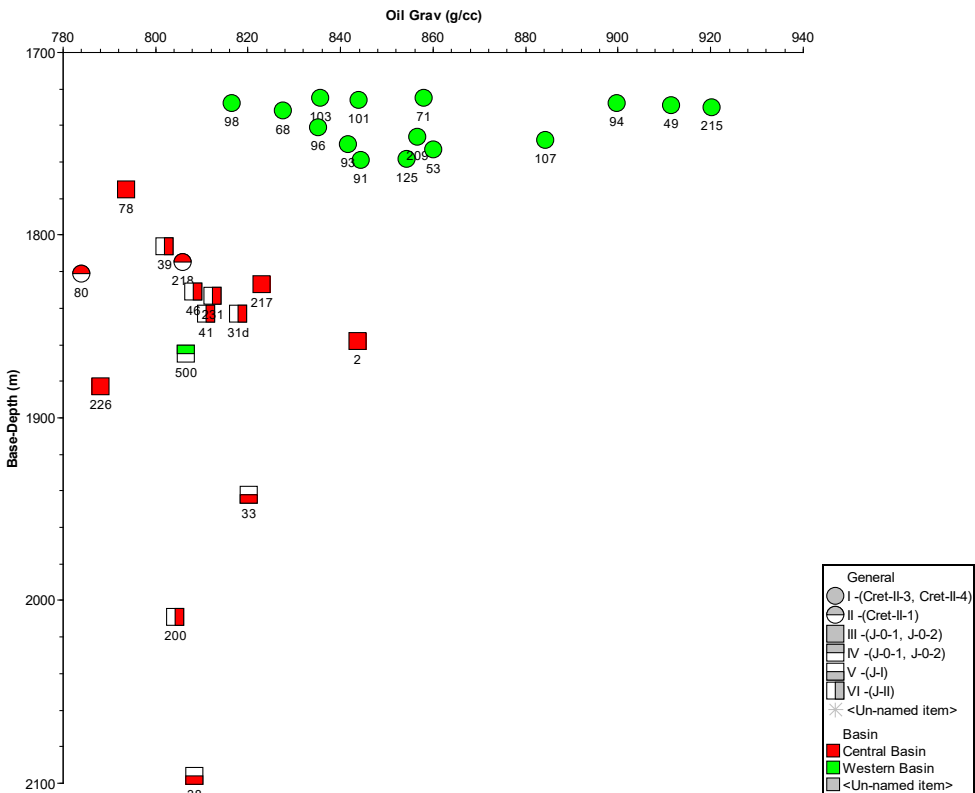


Рисунок 4. График зависимости плотности нефти м. Нуралы от глубины залегания

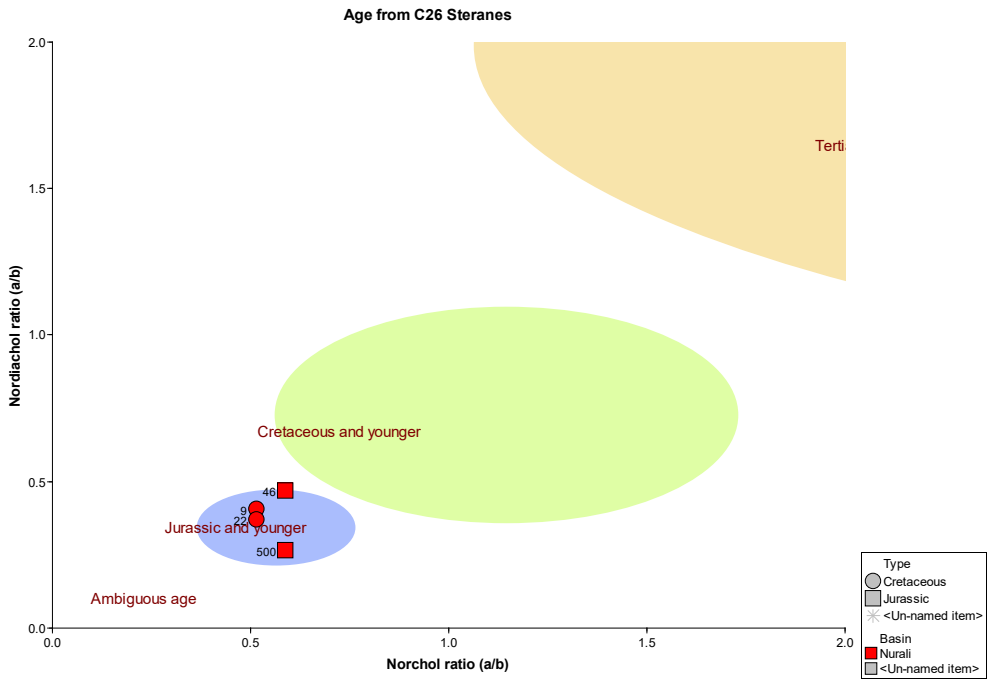


Рисунок 5. График зависимости норхолестана от нордихолестана

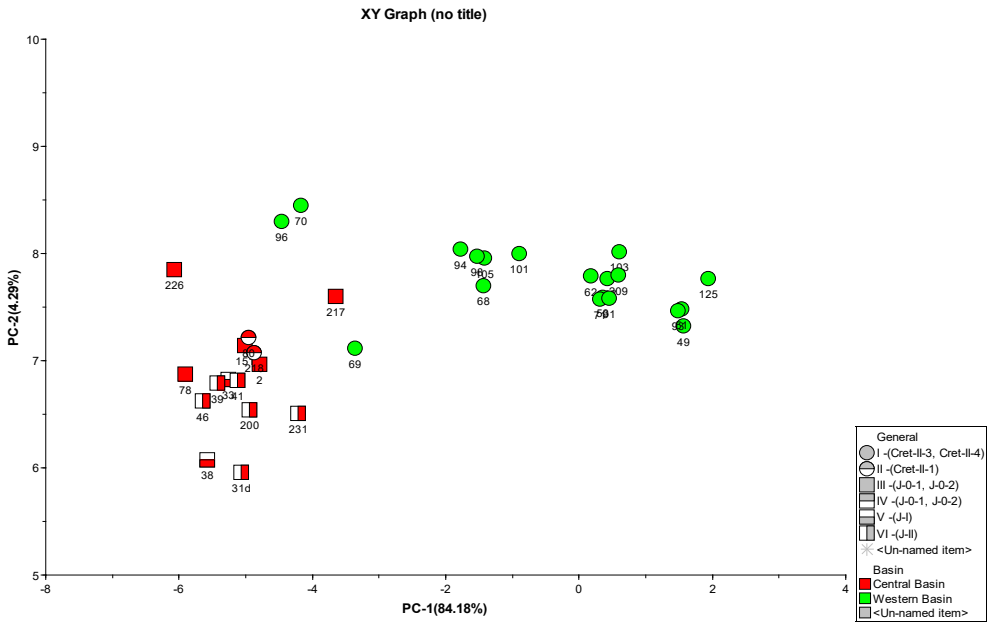


Рисунок 6. 2D PCA анализ исследованных нефтей по биомаркерному составу

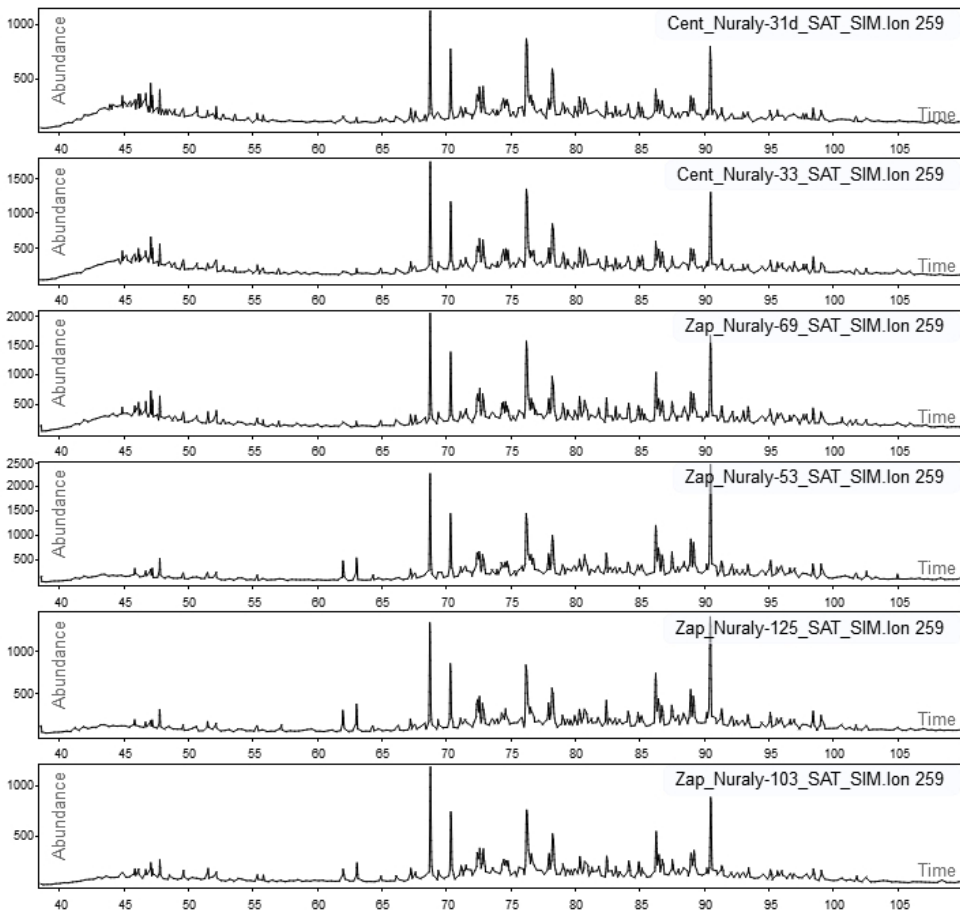


Рисунок 7. Масс-фрагментограмма диастеранов в представительных пробах нефти по сигналу m/z 259

Интерпретация результатов фингерпринтинга нефти

Фингерпринтинг нефти по технологии компании Shell на LTM-GC заключается в том, что различия флюидов по ароматическим пикам нефти вызваны разобщенностью резервуаров, что препятствует перемешиванию флюидов. Более детальная информация о данной методике была представлена в нашей предыдущей работе [12]. Для корреляции нефтей продуктивных пластов использовались соотношения 12 ароматических пиков на хроматограммах LTM, по которым строятся так называемые звездчатые диаграммы (рис. 8), наглядно иллюстрирующие сходство и

различие флюидов. В первую очередь, в данной работе проведено сопоставление усреднённых значений ароматических компонентов в составе нефти м. Нуралы. Затем сравнение фингерпринтинга нефти осуществлялось тремя подходами: по звездчатой диаграмме, по дендрограмме Варда и по кластерному анализу PCA.

Звездчатая диаграмма. Сопоставление ароматических значений 36 проб нефти м. Нуралы на звездчатой диаграмме в Excel указало на наличие значительного отличия их друг от друга, что отмечается разными цветами в виде трех основных групп и наглядно иллюстрируется на рис. 8.

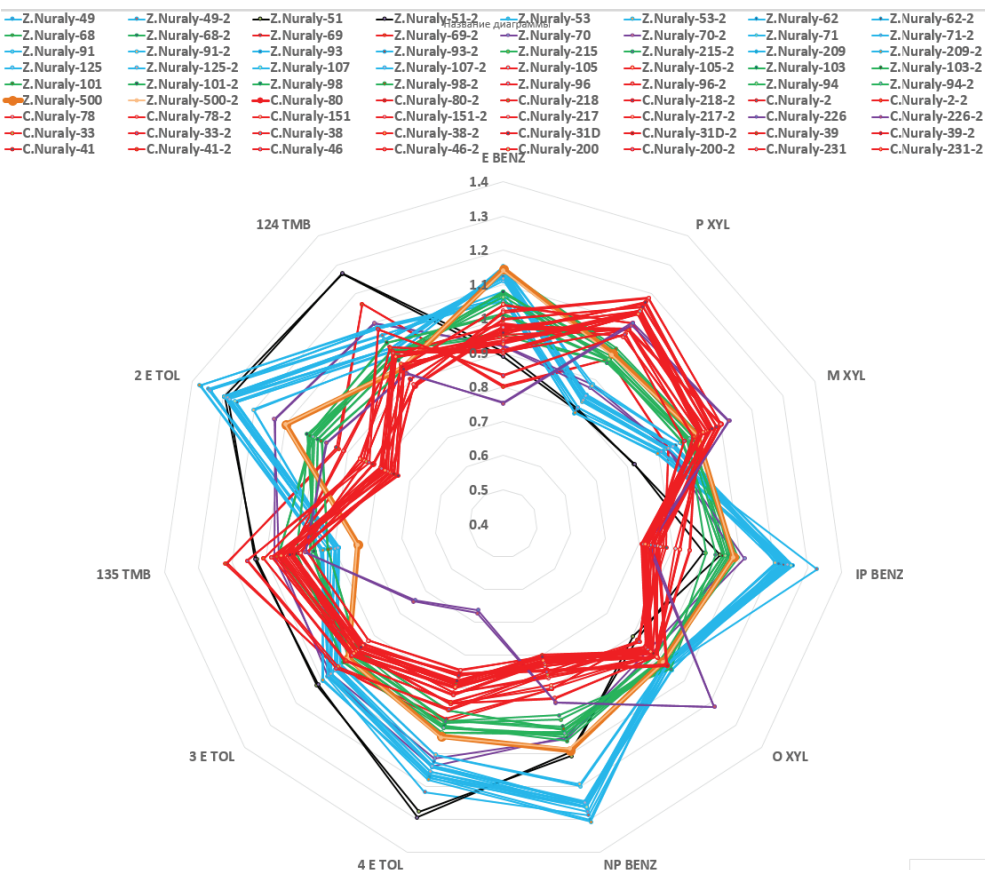


Рисунок 8. Фингерпринтинг нефтей в виде звездчатой диаграммы на ПО OpenLab

Большинство изученных нефтей Центрального Нуралы приурочены к юрским отложениям (Ю-I и Ю-II), где продуктивные объекты находятся относительно ниже Западного Нуралы, хотя только 2 скв. (№ 80, 218) в этой части разрабатывают в меловом горизонте (М-II-1). Все нефти Центрального Нуралы, кроме скв. № 226, сходны по конфигурациям звездчатых диаграмм (красные) и составляют первую группу. Интересным феноменом было то, что меловые нефти скв. № 69, 96 и 105 на Западном Нуралы также сходны с нефтями Центрального Нуралы, несмотря на большое расстояние. Такая идентичность звездчатых диаграмм в нефтях может указывать на хорошую флюидосообщаемость пород-коллекторов между ними. Все изу-

ченные нефти Западного Нуралы, кроме скв. № 500, стратиграфически приурочены к меловым отложениям (М-II-3, М-II-4), где продуктивный интервал меняется от 1750 до 1765 м. Почти все нефти северо-западной части Западного Нуралы, кроме скв. № 51, 500 и 70, обладают идентичными ароматическими составами и составляют вторую (синюю) группу. Отличие нефти скв. № 51 (черная) от остальных нефтей скв. № 91, 125 и 53 по конфигурации дает основание предположить добычу на этой скважине из другой залежи, хотя различие в юрской нефти скв. № 500 от остальных меловых нефтей связано с их разными залежами. Нефти южной части Западного Нуралы попадают под третью группу, отмеченную зеленым.

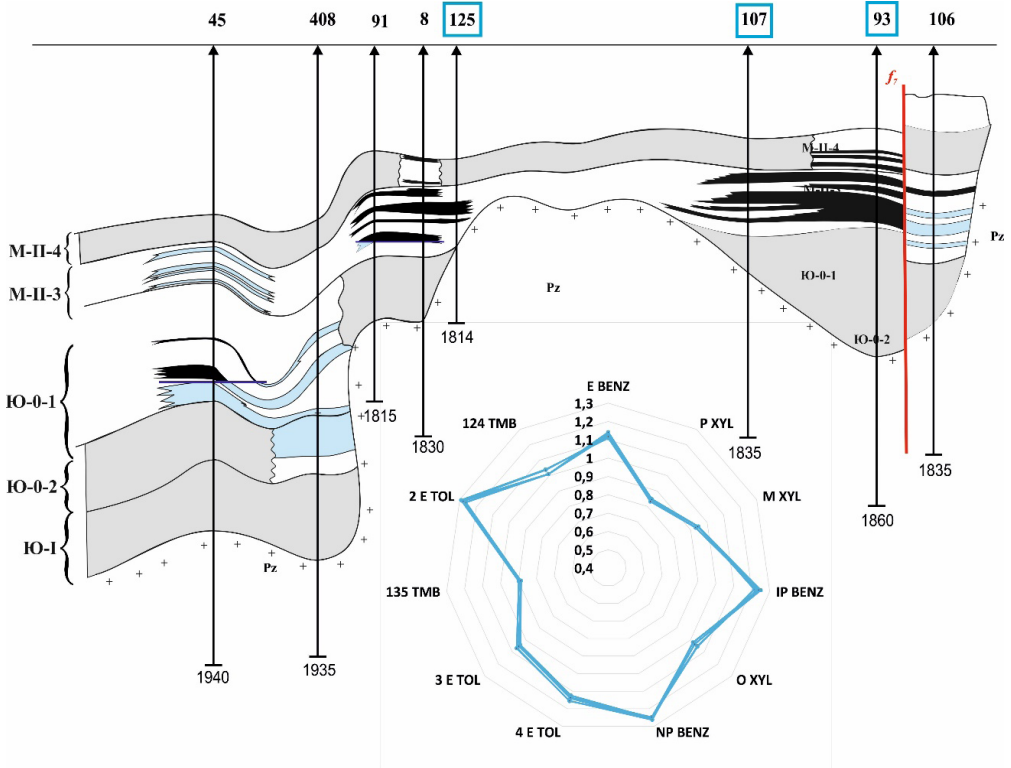


Рисунок 9. ВНК и звёздчатая диаграмма нефти скв. № 125, 107 и 93

Как видно на рис. 8, показатели нефти, отмеченные зеленым в звездчатой диаграмме, лежат между показателями нефтей, отмеченных красным и синим, что указывает на их смесь. Таким образом, нефти третьей группы являются смешанным вариантом нефтей из первой (красной) и второй (синей) групп. Из этого напрашивается вывод, что залежь в южной части Западного Урала (группа 3), вероятно, сформировалась за счет

поступления и смешения УВ-флюидов из северо-восточного направления (группа 1) и северо-западного направления (группа 2) (рис. 12). Информацию по флюидосообщаемости надо учесть при построении геологических карт. Например, звездчатые диаграммы нефтей из скв. 125, 107 и 93 очень схожи, что позволяет предположить единство резервуара на этом участке Западного Урала (рис. 9).

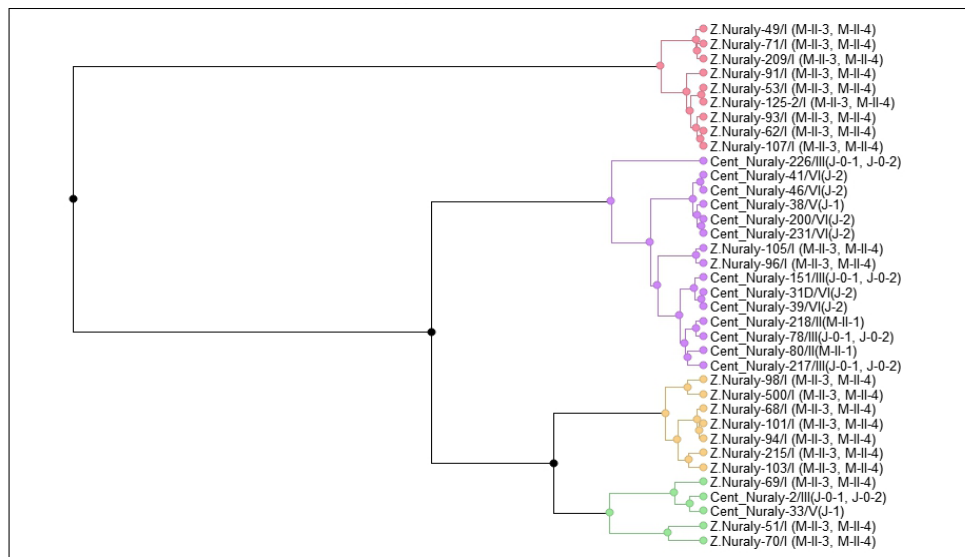


Рисунок 10. Дендрограмма Варда по фингерпринтингу нефти на ПО Malcom(Schlumberger)

Дендрограмма Варда. Программное обеспечение Malcom выдает схематичные «семейные древа» нефти, так называемые «дендрограммы», основанные на методе Варда (Wardmethod) [10]. Дендрограмма показывает степень близости отдельных объектов и кластеров, а также наглядно демонстрирует в графическом виде последовательность их объединения или разделения. На представленной дендрограмме (рис. 10), построенной по результатам фингерпринтинга нефти, можно выделить 4 группы нефтей, отмеченных разными цветами. По результатам дендрограммы Варда установлено, что нефти коррелируют между собой в основном по горизонту. В последовательном порядке нефти Западного Нуралы отличаются от Центрального Нуралы. За последние десятилетия на м. Нуралы проводятся разные промышленные исследования – геофизические исследования скважин, гидродинамические исследования скважин, трассерные исследования и т.д., во время которых также рекомендуется учесть результаты фингерпринтинга нефти. Например, дендрограмма Варда (рис. 10) позволяет обоснованно подобрать кандидатуры добывающих скважин для перевода под нагнетание.

PCA анализ. Компоненты PC-1 и PC-2 составляют 83,98% и 10,86% общей изменчивости (variables) соответственно. Был построен график зависимости компо-

нентов PC-1 и PC-2, охватывающих 94,84% общей изменчивости (рис. 11), результаты которого хорошо согласуются с результатами звездчатой диаграммы. Здесь также выявлено 3 разных группы, отмеченных разными цветами. Почти все пробы Центрального Нуралы и нефти скв. № 96 и 105 Западного Нуралы формируют отдельную группу (красный), в то время как нефти северо-западной части Западного Нуралы, кроме скв. № 51, 500 и 70, образуют компактную синюю группу. При наложении этих групп на структурную карту м. Нуралы (рис. 12) становится очевидно, что такое распределение разных групп нефтей связано именно с геологической особенностью месторождения. Предположительно м. Нуралы имеет как минимум 2 гидродинамических блока, смешивающихся между собой в южной части Западного Нуралы. Явное отличие скв. № 226 от остальных нефтей Центрального Нуралы может быть объяснено тем, что она находится на периферии и добыча идет также за счет другого горизонта. Для подтверждения этого нужно провести анализы нефти Восточного Нуралы (скв. № 400, 401, 410 и др.), которые в момент отбора находились в бездействии.

По результатам звездчатой диаграммы и дендрограммы Варда по составу нефть скв. № 226 немного отличается от остальных нефтей Центрального Нурала

лы, хотя согласно 2D графика она имеет почти положительную корреляцию с нефтями Центрального Нуралы, что требует дальнейших объяснений. В связи с этим был построен график зависимости РС-1, РС-2 от РС-3 в трехмерном пространстве для охвата большей информации по сравнению с плоским изображением на РС-1

и РС-2. На данном 3D-графике, который охватывает 97,14% данных по 12 пикам ароматических компонентов, видно, что значения нефти скв. № 226 вовсе не так близко находятся к остальным (красным) кругам, а впереди всех кругов (рис. 13), а результаты 2D и 3D графиков по остальным пробам хорошо согласуются.

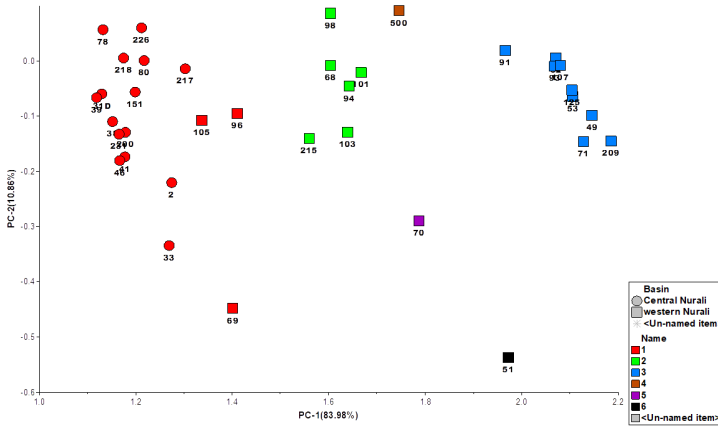


Рисунок 11. 2D PCA анализ исследованных нефтей по фингерпринтингу

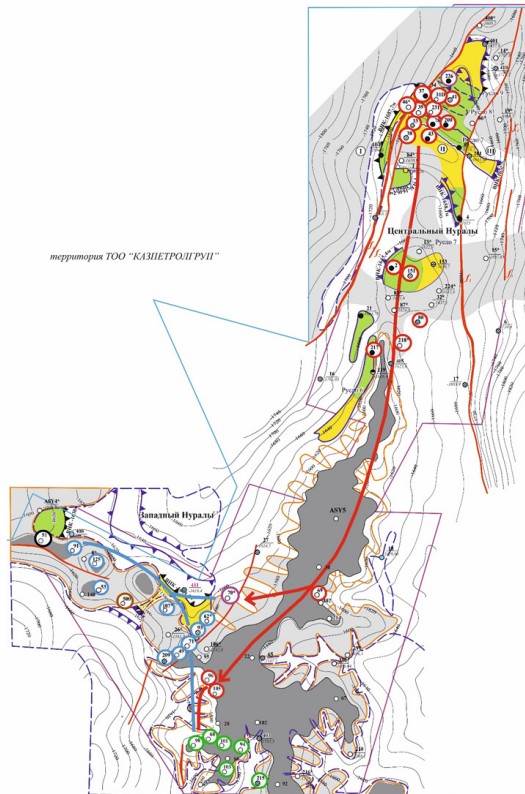


Рисунок 12. Карта распространения выделенных типов нефтей на м. Нуралы с вероятным направлением миграции нефтей по результатам геохимических исследований

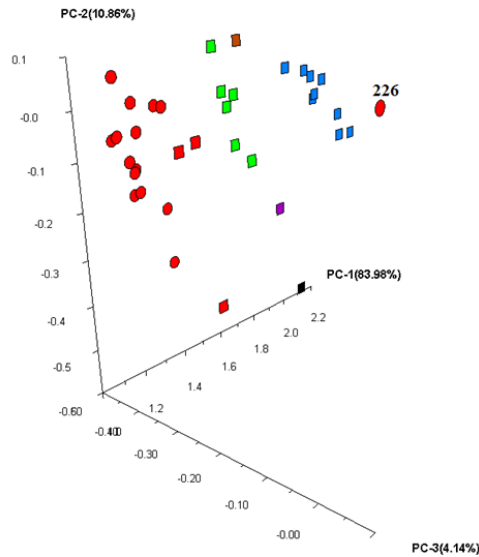


Рисунок 13. PCA анализ в трехмерном пространстве

Выводы

В статье сопоставлены результаты биомаркерного состава и фингерпринтинга нефти всех добывающих скважин м. Нуралы (36 проб) в целях расшифровки генетической принадлежности нефти и прогнозирования пути миграции нефти на м. Нуралы. По результатам биомаркерного анализа установлено, что нефти Центрального Нуралы отличаются от нефтей Западного Нуралы по генетическим параметрам, а залежь в южной части Западного Нуралы, вероятно, формировалась за счет поступления и смешения УВ-флюидов северо-восточного и северо-западного направлений, что также хорошо согласуется

с результатами фингерпринтинга. Таким образом, предположительно м. Нуралы имеет как минимум 2 гидродинамических блока, смешивающихся между собой в южной части Западного Нуралы. Исследованные нефти образовались в терригенных (глинистых) ОВ, осаждавшихся в озерной среде в юрском периоде. Нефти Центрального Нуралы обладают большей термической зрелостью и более высокой плотностью, чем нефти Западного Нуралы. Термическая зрелость проб Центрального Нуралы понижается с северо-восточной части Нуралы в сторону юго-западной части, что также может указать на направление миграции УВ.

Список использованной литературы

1. Айдарбеков К.Д. История открытия и освоения месторождения Кумколь. – Нефть и газ, 2020, №3–4, (117–118), с. 180–186.
2. Турков О.С. К вопросу о глубинной нефти южно-тургайского бассейна, – Нефть и газ, 2020, № 5 (119), с. 70–83.
3. Жолтаев Г. Жылкайдаров С.Е. Оценка прогнозных ресурсов углеводородного сырья, Республики Казахстан в 3-х книгах, Книга II. Текст отчета (нефть, газ, конденсат), отчет по Программе 46, г. Алматы, 2003 г.
4. Болат. Е. Условия формирования и закономерности размещения скоплений нефти и газа в южно-тургайском бассейне. – Диссертация на соискание уч. ст. канд. геолого-минерал. наук, Российский Государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе, Москва, 2020, с.1-97.
5. Волож Ю.А., Быкадоров В.А, Антипов М.П.Спожников Р.Б. Особенности строения палеозойских отложений Тургайско-Сырдарьинского и Устьуртского регионов в связи с перспективами нефтегазоносности глубоких горизонтов осадочного чехла. – Нефтегазовая геология. Теория и практика, 2016, т. 11, № 4, с. 1–46.

6. Оздоев С.М., Мадишева Р.К., Сейлханов Т.М., Портнов В.С., Исаев И. О нефтегазоносности коры выветривания складчатого фундамента арысқумского прогиба южно-торгайского бассейна. – Нефть и газ, 2020, №1(115). с.17-32.

7. Мадишева Р.К. Исследование геодинамической обстановки осадконакопления и формирования нефтегазоносности доюрского комплекса Арысқумского прогиба. – Диссертация на соискание степени доктора философии, Карагандинский технический университет, Караганда, 2020, с. 1-68.

8. Голышев С.И., Падалко Н.Л., Мадишева Р.К., Оздоев С.Ж., Портнов В.С, Исаев В.И. Изотопный состав нефтей Арысқумского прогиба (Южный Казахстан). – Известия Томского политехнического университета, Инжиниринг георесурсов, 2020, с. 80–89.

9. Сейтхазиев Е.Ш., Байбурина Г., Отчет геохимические исследования проб нефти на месторождении Акшабулак Восточный, Акшабулак Центральный и Нуралы. – Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2015, с.1-78.

10. Сейтхазиев Е.Ш., Джумабаев Т.Е, Латипова А.М., Досмұхамбетов А.К. Отчет геохимические исследования проб нефти месторождения Нуралы (в рамках проекта «Пересчет запасов нефти, газа, конденсата, и попутных компонентов месторождения Нуралы»). – Атырауский филиал ТОО «КМГ Инжиниринг», 2021, с. 1-88.

11. Джаксылыков Т.С., Даутов А.М, Гуковский Д.А., Есенов К.М., Джумагалиева А.К. Новые данные о геологическом строении и геолого-динамической характеристике м. Нуралы. – Авторский надзор за реализацией проектного документа м. Нуралы, 2020. с.1-125.

12. Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н.Утеев, Н.Д.Сарсенбеков, Е.Т. Тасеменов, А.К.Досмұхамбетов Геохимический атлас по «фингерпринтингу» нефти месторождений АО «Эмбаунайгаз». – Вестник нефтегазовой отрасли Казахстана, 2020, № 3, с. 61–70. <https://kmggen.kz/study/vestnik/journal/vestnik-2-3-2020/>.

НҰРАЛЫ КЕН-ОРНЫҢДАҒЫ МҰНАЙ МИГРАЦИЯСЫ ЖОЛДАРЫН БОЛЖАУ ЖӘНЕ ГЕНЕТИКАЛЫҚ ШЫҒУ-ТИЕСІЛІГІН АНЫҚТАУҒА МҰНАЙДЫҢ БИОМАРКЕРЛЕРІ МЕН ФИНГЕРПРИНТИНГ ТӘСІЛДЕРІН ҚОЛДАНУ

**Е.Ш. Сейтхазиев, Р.Н. Өтеев, М.К. Мұстафаев, Ш. Лю,
Н.Д. Сарсенбеков, А.К. Досмұхамбетов, Т.Е. Джумабаев**

Бұл мақалада мұнайды генетикалық белгілері бойынша генетикалық топтастыру және кен-орны аумағында сұйықтық байланысын айқындау, одан әрі мұнайдың миграциялық бағытын анықтау мақсатында Нұралы кен-орнының барлық мұнай-өндіру ұңғымалары бойынша биомаркерлік талдау мен мұнайды фингерпринтинг интерпретациялау (36 үлгі бойынша) нәтижелері берілген. Биомаркер зерттеулері бойынша Орталық және Батыс Нұралы мұнай үлгілері бойынша генетикалық шығу тегі әр түрлі екендігі, ал Батыс Нұралы учаскелерінің оңтүстік бөлігіндегі мұнай үлгілерінің солтүстік-шығыс және солтүстік-батыс бағыттары мұнай негіздерінде қалыптасқаны анықталды.

Орталық-Нұралы мұнайының Батыс-Нуралы мұнайына қарағанда термикалық жағынан жетілу деңгейі жоғары және тығыздығы төмен болып келеді. Орталық-Нұралы кен-орнынан алынған мұнай үлгілерінің термикалық жетілуі Нұралының солтүстік-шығыс бөлігінен оңтүстік-батыс бөлігіне қарай төмендейді. Бұл жағдай, сонымен қатар көмірсутектердің миграция бағытын да көрсетуді ықтимал. Орталық-Нұралының солтүстік-шығыс бөлігінде газ тақиясының кездесуі - олардың жоғары термикалық жетілуіне байланысты болуы мүмкін деген болжамға әкеледі.

Түйін-сөздер: биомаркерлер, мұнай фингерпринтингі, стерандар, диастерандар, Нұралы, мұнайға қаныққан тау-жыныстары, термикалық жетілу, корреляция.

APPLICATION OF BIOMARKERS AND OIL FINGERPRINTING FOR GENETIC CLASSIFICATION OF OIL FAMILIES AND PREDICTION OF OIL MIGRATION PATHWAYS IN NURALY FIELD

**Y.Sh. Seitkhaziyev, R.N. Uteyev, M.K. Mustafaev, Sh. Liu,
N.D. Sarsenbekov, A.K. Dosmukhambetov, T.Y. Dzhumabayev**

This paper presents the interpretation of the results of biomarker analysis and oil fingerprinting of all producing wells (36 samples) of Nuraly field for genetic typing and fluid communication assessment within the field, followed by predicting the hydrocarbon migration pathways. According to the biomarker study, it was revealed that the oils of central and western Nuraly have genetically different origins, and the petroleum accumulation in the southern part of West Nuraly was formed by the continuous secondary migration of HC from the northeastern and northwestern directions. Oils from central Nuraly field have higher thermal maturity and lower density than those of western Nuraly do. The thermal maturity of samples from Central Nuraly decreases from the northeastern part of Nuraly towards the southwestern part, which may also attest to hydrocarbon migration pathways. The presence of gas caps in the northeastern part of Central Nuraly may be due to their high thermal maturity.

Key words: biomarkers, oil fingerprinting, steranes, diasteranes, Nuraly, oil source rock, thermal maturity, correlation.

Информация об авторах

Сейтхазиев Есимхан Шереханович – соискатель ученой степени PhD (SOCAR), магистр наук в области нефтегазовой геохимии, заведующий лабораторией геохимических исследований нефти, воды и породы, seitkhaziyev.y@llpcmg.kz.

Утеев Рахим Нагангалиулы – докт. наук PhD по геологии, директор филиала, uteyev.r@llpcmg.kz.

Сарсенбеков Нариман Данебекович – соискатель ученой степени PhD, управляющий директор по лабораторным исследованиям, sarsenbekov.n@llpcmg.kz.

Досмухамбетов Абдрахман Куандықұлы – инженер лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы, dosmukhambetov.a@llpcmg.kz.

Джумабаев Турар Ергалиевич – ведущий инженер лаборатории геохимических исследований нефти, воды и породы, dzhumabayev.t@llpcmg.kz.

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

Мустафаев Мурат Кенесбаевич – генеральный директор (Председатель Правления), mmustafaev@kgm.kz.

Шаюю Лю – первый заместитель генерального директора, shlui@kgm.kz.

ТОО СП «Казгермунай», г. Кызылорда, Казахстан

УДК 665.662

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ОБОРОТНОЙ ВОДЫ МЕТОДОМ ИМПУЛЬСНОЙ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЙ ОБРАБОТКИ

Е.Е. Ергожин, Т.К. Чалов, Т.В. Ковригина, Е.А. Мельников, К.Х. Хакимболатова

Актуальность данной работы имеет исключительное значение и широкое применение в технологических процессах на большинстве промышленных предприятий, в том числе нефтеперерабатывающих. Промышленные предприятия нефтяной отрасли подвержены строгому контролю по защите окружающей среды, расходу воды, количеству и качеству сбрасываемых сточных вод. В данной статье приведены данные по очистке оборотной воды перед секцией осветления методом обратного осмоса с применением прибора электромагнитной обработки. Авторами изготовлена пилотная обратноосмотическая установка производительностью 0,370 м³/ч, выход по пермеату (очищенной воде) составил 0,3 м³/ч, сброс концентрата – 0,07 м³/ч. Испытательный стенд работает по замкнутой схеме, т.е. пермеат и рассол возвращаются в исходную емкость. Разработаны технологическая схема очистки до норм, отвечающих требованиям подпиточной воды, а также техническое задание на проектирование промышленных систем оборотного водоснабжения.

Ключевые слова: пилотная обратноосмотическая установка, электромагнитная обработка, производительность, степень очистки, нефтепродукты, общее солесодержание, жесткость воды, технологическая схема, пермеат, концентрат.

Введение

Системы водоснабжения и водоотведения промышленных предприятий оказывают как прямое, так и косвенное негативное воздействие на окружающую среду. Поэтому эксплуатация таких систем должна осуществляться в соответствии с положениями об охране окружающей среды. Должны предусматриваться мероприятия по охране окружающей среды, рациональному использованию водных ресурсов и обеспечению экологической безопасности. Водоснабжение промышленных предприятий должно предусматривать максимальный оборот производственных сточных вод для восполнения потерь воды [1–3].

Поддержание качества воды в оборотных системах является важным фактором оптимального режима работы производства, влияющим, главным образом, на эффективность работы теплообменных устройств. Ухудшение качества воды приводит к уменьшению работоспособности и производительности нефтеперерабатывающего завода. Для решения основных возникающих проблем СНИПом предусматривается продувка системы, подщелачивание или подкисление воды и т.д. [4] С недавних пор появились новые методы защиты: в систему вводятся различные полимерные добавки – реагенты, предотвращающие образование кальциевых отложений, коррозии и биообрастания в различных элементах оборотной системы предприятия. При охлаждении оборотной воды за счет испарения в градирнях, других потерь и подпитки менее дешевой (не деминерализованной) водой концентрация солей в системе повышается, меняя свойства оборотной воды, что приводит к необходимости автоматического дозирования и корректировки дозы полимерных реагентов в зависимости от свойств оборотной воды в различные моменты эксплуатации для поддержания постоянных свойств [5–8].

Предприятия нефтеперерабатывающей промышленности являются крупнейшими источниками загрязнения окружающей среды. На территории Республики Казахстан нефтяная отрасль представлена полным перечнем технологических процессов. При этом на всех этапах переработки нефти происходит загрязнение природных объектов [9, 10].

Известно, что мембранные процессы (электрохимические и баромембранные, мембранно-биореакторные и т.д.) в сочетании с другими возможностями и с включением инновационных компонентов могут существенно повысить эффективность и

производительность очистительных установок.

Целью данной работы является проведение испытаний пилотной обратно-осмотической установки с применением импульсной электромагнитной обработки воды перед секцией осветления ТОО «Атырауский нефтеперерабатывающий завод» (далее – ТОО «АНПЗ»).

Результаты и обсуждение

В ходе проведения данной работы разработана опытно-конструкторская документация на изготовление пилотной установки, включающая узел обратно-осмотического опреснения воды, совмещенный с генератором импульсного электромагнитного поля, и технологическая схема очистки воды с целью повышения качества оборотной воды с применением

технологии импульсной электромагнитной обработки воды (рис. 1). Известно, что при снижении объема концентрата увеличивается концентрация всех солей в нем: находящиеся в концентрате соли жесткости образуют микрокристаллы с выделением их на поверхности мембранного элемента [11]. В результате производительность установки резко уменьшается, а мембранные элементы необходимо подвергать «химической» промывке или замене. Решить эту проблему можно либо с помощью реагентов, вводимых в исходную воду, либо при помощи импульсной электромагнитной обработки воды в процессе обратного осмоса. Для выполнения этой задачи необходимо создать условия, когда только зарождающиеся микрокристаллы солей жесткости будут находиться в воде как бы на «магнитной подушке», без выделения их на поверхности мембраны.

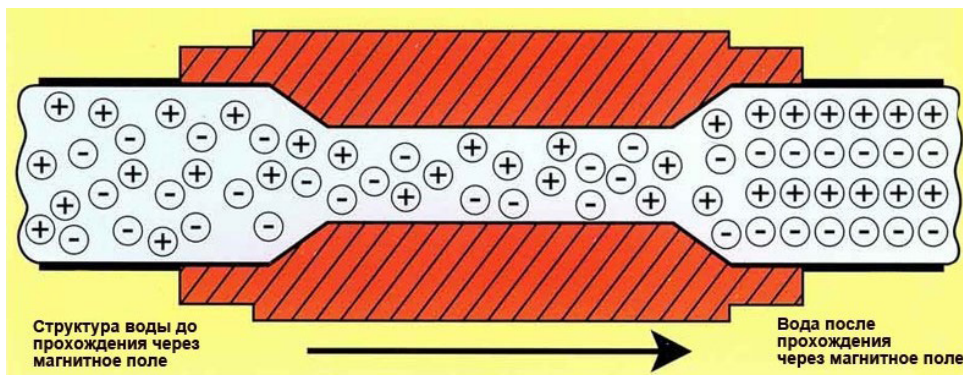


Рисунок 1. Принцип работы прибора электромагнитной обработки воды

Электромагнитный преобразователь предназначен для очистки и защиты от отложений солей жесткости. Он может использоваться как самостоятельно, так и в качестве дополнения к уже имеющимся системам водоподготовки. В блоке управления расположена печатная плата с мощным электромагнитом и микропроцессором, который генерирует электромагнитные импульсы и управляет изменением диапазона частот от 1 до 25–50 кГц. Электромагнитные волны различной длины и меняющихся во времени амплитуды и частоты передаются по проводам-излучателям. Электромагнитный импульс концентрируется в объеме воды, протекающей в трубопроводе в том месте, где установлена катушка. Под воздействием электромагнитных волн двухвалентные катионы кальция и магния теряют возможность

взаимодействовать с анионами и образовывать нерастворимые соединения. Преобразованные катионы кальция и магния теряют возможность кристаллизоваться и выпадать в осадок. При этом химический и минеральный состав воды не меняется.

Согласно техническому заданию для проведения длительных испытаний технологии магнитно-импульсной обработки воды был разработан комплект документов на испытательный стенд, включающий в себя обратноосмотическую установку, снабженную прибором электромагнитной обработки воды (далее – ПЭО).

Технологическая схема представлена на рис. 2, по которой исходная вода поступает в емкость Е1. Из емкости Е1 насосом Н1 вода подается на механический фильтр Ф1 с порогом фильтрации 5 мкм, затем вода поступает на обратноосмотическую

установку производительностью 300 л/ч. В установке фильтрованная вода насосами высокого давления НВ подается на блок обратноосмотических элементов А1–А2. Перед насосом высокого давления НВ – после точки врезки рециркуляционной линии – на трубопроводе устанавливается ПЭО. Расходы концентрата, пермеата и рециркуляции концентрата контролируются по ротаметрам Р1, Р2, Р0 соответственно. Работа фильтра Ф1 контролируется по перепаду давления – манометры, показывающие М1, М2. Работа элементов обратноосмотических А1–А2 контролируется по ротаметрам Р1, Р2, Р0 и по перепаду давления на манометрах М3, М4. Испытательный стенд работает по замкнутой схе-

ме, т.е. пермеат и рассол возвращаются в исходную емкость.

Контролируемые параметры испытательного стенда: производительность по пермеату, концентрату, рециркуляционной линии, перепад давления на фильтре Ф1 и элементах А1–А2; общая минерализация (далее – ТДС) в емкости Е1, в пермеате и концентрате.

Прибор электромагнитной обработки воды представлен на рис. 3.

Комплектация испытательного стенда

Испытательный стенд имеет следующий комплектацию:

Таблица 1. Комплектация испытательного стенда

Наименование комплектующего	Количество, ед.
Рама	2
Фильтр тонкой очистки	1
Импульсный магнитный преобразователь	1
Катушка магнитная	1
Корпус мембранного элемента 4040	4
Мембранный обратноосмотический элемент 4040	4
Насос высокого давления	2
Трубопроводы, краны, ротаметры, манометры, измерительная аппаратура	1 комплект

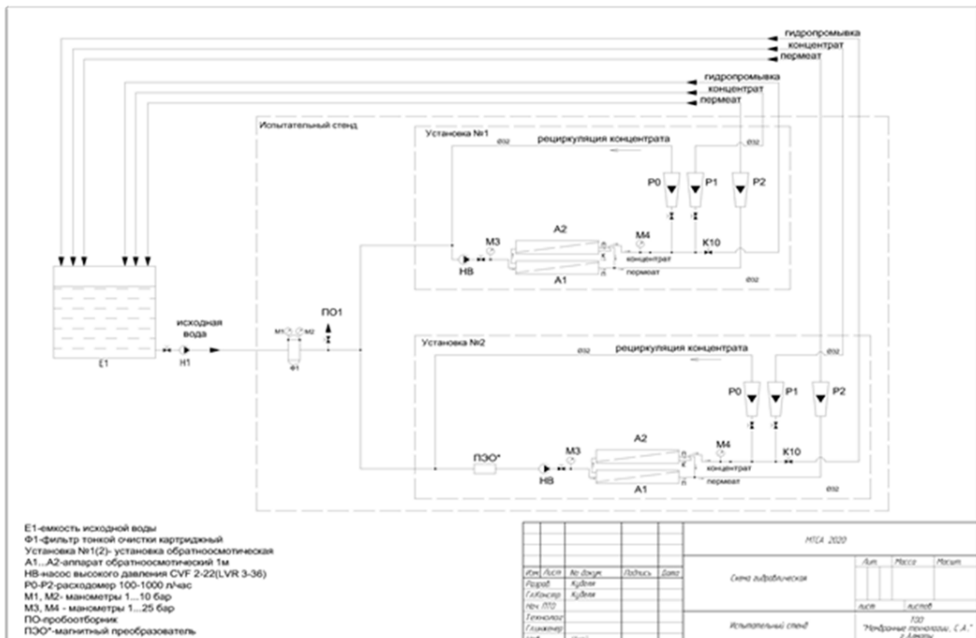


Рисунок 2. Технологическая схема испытательного стенда



Рисунок 3. Прибор электромагнитной обработки воды

Проведены испытания пилотной установки для очистки оборотной воды перед секцией осветления, доставленной с ТОО «АНПЗ». Испытания проводились в период с 25 июня по 18 сентября 2020 г. В ходе проведения испытаний на экспериментальной установке был подобран оптимальный режим по повышению качества оборотной воды методом обратноосмотического опреснения с применением импульсной электромагнитной обработки воды.

Описание режима по расходам воды на экспериментальных установках

На вход в линию насоса высокого давления обратноосмотической установки подавался поток воды с производительностью 0,370 м³/ч, выход по пермеату (по

очищенной воде) составлял 0,3 м³/ч, сброс концентрата составлял 0,07 м³/ч.

Фрагменты результатов испытаний, проведенных с 25.06.2020 г. по 18.09.2020 г., приведены в табл. 2.

В результате проведенных испытаний и исходя из данных протоколов независимой лаборатории установлено, что общее солесодержание снизилось в воде перед секцией осветления с 427 до 13,0 мг/л, рН – с 7,8 до 6,6.

Обработка воды в магнитном поле применяется для борьбы с накипеобразованием. Сущность метода состоит в том, что при пересечении водой магнитных силовых линий катионы солей жесткости выделяются не на поверхности нагрева, а в массе воды. Метод эффективен при обработке вод кальциево-карбонатного класса [12].

Таблица 2. Результаты проведенных на обратноосмотической установке испытаний

Дата	Время	ΔР вк. бар	ΔР вых. бар	Q перм. м³/ч	Q конц. м³/ч	Q рач. м³/ч	TDS, (мг/л)			T, °C			pH		
							исх.	перм.	конц.	исх.	перм.	конц.	исх.	перм.	конц.
25.06.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,1	1887,6	19	19	19	8,4	6,7	8,7
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,0	1887,6	20	21	21	8,4	6,7	8,7
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,0	1887,6	20	21	21	8,4	6,7	8,7
26.06.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,8	1884,3	21	21	21	8,4	6,7	8,8
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,7	1885,0	21	22	22	8,4	6,7	8,8
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,7	1885,0	22	22	22	8,4	6,7	8,8
29.06.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,6	1884,5	19	19	19	8,4	6,7	8,5
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,8	1887,3	19	19	19	8,4	6,7	8,5
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,8	1885,2	21	22	22	8,4	6,7	8,5
30.06.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,9	1885,4	21	21	21	8,4	6,7	8,7
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,9	1888,7	21	22	22	8,4	6,7	8,7
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,0	1884,9	21	22	22	8,4	6,7	8,7
1.07.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,0	1885,6	20	20	20	8,4	6,7	8,6
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,0	1885,7	20	21	21	8,4	6,7	8,6
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,1	1885,9	20	21	21	8,4	6,7	8,6
2.07.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,1	1888,0	18	18	18	8,4	6,7	8,6
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,8	1888,0	18	19	19	8,4	6,7	8,6
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,7	1888,9	19	20	20	8,4	6,7	8,6
3.07.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,5	1887,2	20	20	20	8,4	6,8	8,7
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,7	1884,3	20	21	21	8,4	6,8	8,7
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,0	1883,5	20	21	21	8,4	6,8	8,7
14.09.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,9	1887,2	19	19	19	8,4	6,8	8,8
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,0	1885,9	20	21	21	8,4	6,8	8,8
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,0	1884,9	20	21	21	8,4	6,8	8,8
15.09.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	13,1	1887,0	18	18	18	8,4	6,8	8,7
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,8	1886,9	18	19	19	8,4	6,8	8,7
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,9	1886,3	19	20	20	8,4	6,8	8,7
16.09.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,8	1886,7	20	20	20	8,4	6,8	8,7
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,4	1886,7	20	21	21	8,4	6,8	8,7
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,5	1887,9	20	21	21	8,4	6,8	8,7
17.09.2020	9:00	9,0	8,8	0,3	0,07	0,002	427	12,5	1885,6	19	19	19	8,4	6,7	8,7
	13:00	9,0	8,8	0,3	0,07	0,002	427	12,6	1882,9	19	20	20	8,4	6,7	8,7
	17:00	9,0	8,8	0,3	0,07	0,002	427	12,9	1887,9	19	20	20	8,4	6,7	8,7
18.09.2020	9:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,9	1887,5	19	19	19	8,4	6,7	8,8
	13:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,8	1887,6	20	21	21	8,4	6,7	8,8
	17:00	9,1	8,9	0,3	0,07	0,002	427	12,7	1884,7	20	21	21	8,4	6,7	8,8

Если в воде присутствуют диссоциирующие соли (присутствуют соли гидрокарбоната кальция CaHCO_3 в воде ТОО «АНПЗ»), при магнитной обработке происходит несколько процессов:

- смещение электромагнитными силами полей равновесия между структурными компонентами воды;
- физико-химический механизм увеличения центров кристаллизации в объеме жидкости после ее магнитной обработки, а также изменение скорости

коагуляции (слипания и укрупнения) дисперсных частиц в потоке жидкости.

Магнитная обработка воды нами осуществлялась прибором «Термит», который создает низкочастотные сигналы переменной частоты диапазона 1–10 кГц, поступающие по проводам излучателя, намотанным по определенной схеме и последовательности на трубопровод.

На рис. 4 представлены фотографии разрезанных мембран после очистки с применением электромагнитной обработки и без применения.

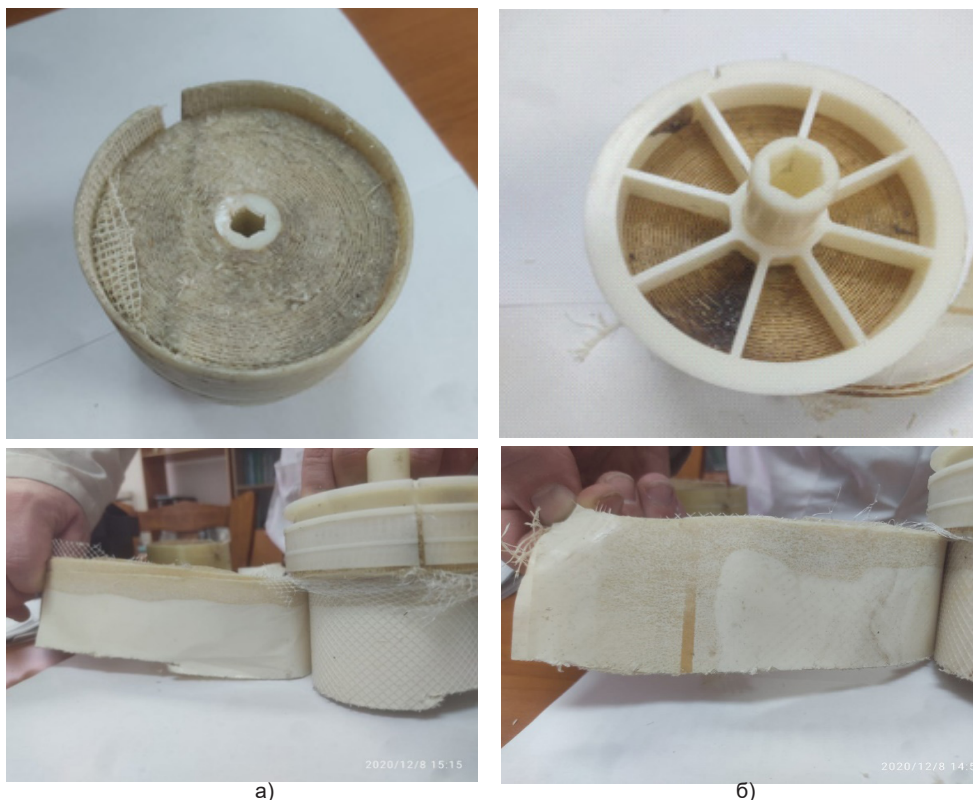


Рисунок 4. Фотографии разрезанных мембран: а) с применением электромагнитной обработки воды; б) без применения электромагнитной обработки воды

Из рис. 4, б), видно, что на обратноосмотических мембранах образуются отложения – соли кальция и магния (рыхлое пористое порошкообразное вещество известкового происхождения), а использование магнитной обработки воды в опреснении перед секцией осветления имеет положительный результат. Соли кальция и магния не оседают на обратноосмотических мембранах (рис. 4, а), тем самым продлевая срок службы обратноосмоти-

ческих мембран, которые являются наиболее дорогостоящими комплектующими частями установки.

Таким образом, применение магнитной обработки воды в технологии очистки воды обратным осмосом имеет большие перспективы по ряду причин:

- защита обратноосмотических мембран от отложений, тем самым увеличение срока их службы;

– невысокая стоимость прибора магнитной обработки воды;
– простота схемы подключения прибора, что позволяет не менять уже существующую технологическую схему очистки воды.

Выводы

Разработана высокоэффективная технология очистки воды перед секцией

осветления ТОО «АНПЗ», основанная на методе обратного осмоса с применением импульсной электромагнитной обработки. Установлено, что применение данной технологии позволяет минимизировать сброс воды и продлевать срок службы мембран, защищая их от отложений. При этом достигается высокое опреснение воды до норм, отвечающим требованиям подпиточной воды.

Список использованной литературы

1. Ушаков Г.В. Биологически очищенные сточные воды для подпитки систем оборотного водоснабжения. – Экология и промышленность России, 2007, № 9, с. 20–22.
2. Алиев А.Ф. Предотвращение накипеобразования в оборотных системах технического водоснабжения при использовании вод повышенной минерализации. – Теплоэнергетика, 2006, № 8, с. 55–58.
3. Наумов С.В., Мухутдинов А.А., Сольяшинова О.А. Экологизация технологий оборотного водоснабжения. – Вестник Казанского технологического университета, 2010, № 1, с. 208–211.
4. СНиП РК 4.01-02-2009. Водоснабжение. Наружные сети и сооружения.
5. Анаников С.В., Азимов Ю.И., Савдур С.Н. Разработка систем управления оборотного водоснабжения в нефтехимических производствах. – Вестник Казанского технологического университета, 2013, т. 16, № 2, с. 136–138.
6. Москвичева Е.В., Салахутдинова А.Р., Игнаткина Д.О., Сидякин П.А., Щитов Д.В., Ибрагимов З.К. Современные системы оборотного водоснабжения промышленного предприятия. – Вестник Волгоградского государственного архитектурно-строительного университета. Серия: Строительство и архитектура, 2015, № 39 (58), с. 151–163.
7. Fielding K.S., Dolnicar S., Schultz T. Public acceptance of recycled water. – International Journal of Water Resources Development, 2019, v. 35, Iss. 4, p. 551–586.
8. Moya-Fernández P.J., López-Ruiz S., Guardiola J., González-Gómez F. Determinants of the acceptance of domestic use of recycled water by use type. – Sustainable Production and Consumption, 2021, v. 27, p. 575–586.
9. Ерғожин Е.Е., Чалов Т.К., Хакимболатова К.Х. Мембраны и мембранные технологии. – Алматы, ИП «Бекетаева», 2017, 260 с.
10. Ерғожин Е.Е., Чалов Т.К., Мельников Е.А. Состояние и перспективы мировой нефтеперерабатывающей промышленности. – Алматы, ИП «Бекетаева», 2019, 562 с.
11. Колесников И.К., Курбанов Ж.Ф. Воздействие единого электромагнитного поля на кавитационные процессы в воде. – The Scientific Heritage, 2020, № 55-2 (55), с. 56–60.
12. Рунов Д.М., Лаптев А.Г. Электромагнитная обработка воды в системе оборотного водоснабжения. – Известия высших учебных заведений. Проблемы энергетики, 2015, № 1–2, с. 18–25.

АЙНАЛЫМДАҒЫ СУДЫҢ САПАСЫН ИМПУЛЬСТІ- ЭЛЕКТРОМАГНИТТІК ӘДІСПЕН ЖАҚСARTУ

Е.Е. Ерғожин, Т.К. Чалов, Т.В. Ковригина, Е.А. Мельников, К.Х. Хакимболатова

Бұл жұмыстың өзектілігі өте маңызды және технологиялық үрдістерде көптеген өнеркәсіп кәсіпорындарында, оның ішінде мұнай өңдеу зауыттарында су кеңінен қолданылады. Мұнай өнеркәсібінде қоршаған ортаны қорғауға, суды тұтынуға, ағынды сулардың мөлшері мен сапасына қатаң бақылау жүргізеді. Бұл мақалада электромагниттік тазарту құралын қолдана отырып, кері осмос әдісімен айналымдағы суды тазарту туралы мәліметтер келтірілген. Авторлар қуаттылығы 0,370 м³/сағ болатын, өткізгіштігі 0,3 м³/сағ. (тазартылған су үшін), концентраттың шығымы 0,07 м³/сағ. сәйкес кері осмос қондырғысын жасап шығарды. Жасақталған

сынақ стенді жабық тізбекте жұмыс істейді, яғни, өткізгіш пен тұзды ерітінді соңынан бастапқы ыдысқа қайтарылады. Қайтарылған суды стандарт талаптарына сәйкес тазарту технологиялық сызбалары, сонымен қатар сумен жабдықтаудың өндірістік қайта өңдеу жүйелерін жобалауға арналған техникалық тапсырма әзірленді.

Түйін-сөздер: пилоттық кері осмос қондырғысы, электромагниттік өңдеу, өнімділігі, тазарту дәрежесі, мұнай өнімдері, жалпы тұз мөлшері, судың кермектігі, технологиялық сызбасы, өткізгіш, концентрат.

IMPROVING THE QUALITY OF RECYCLED WATER BY PULSED ELECTROMAGNETIC TREATMENT

E.E. Ergozhin, T.K. Chalov, T.V. Kovrigina, Ye.A. Melnikov, K.Kh. Khakimbatova

The relevance of this work is of exceptional importance and is widely used in technological processes at most industrial enterprises, including oil refineries. Industrial enterprises of the oil industry are subject to strict controls on environmental protection, water consumption, and the quantity and quality of wastewater discharged. This article presents data on the treatment of recycled water before the clarification section by reverse osmosis using an electromagnetic treatment device. The authors made a pilot reverse osmosis unit with a capacity of 0.370 m³/h, the permeate output (for purified water) was 0.3 m³/h, the concentrate discharge was 0.07 m³/h. The test bench operates in a closed circuit, i.e. the permeate and brine are returned to the original container. The technological scheme of purification to the standards that meet the requirements of make-up water, as well as the technical specification for the design of industrial recycling water supply systems, has been developed.

Keywords: pilot reverse osmosis plant, electromagnetic treatment, productivity, degree of purification, petroleum products, total salinity, water hardness, technological scheme, permeate, concentrate.

Информация об авторах

Ергожин Едил Ергожаевич – академик НАН РК, ics_rk@mail.ru.

Чалов Тулеген Каменович – докт. хим. наук, профессор, зав. лабораторией ионообменных смол и мембран, chalov.45@mail.ru.

Ковригина Татьяна Васильевна – канд. хим. наук, ассоциированный профессор, главный научный сотрудник лаборатории ионообменных смол и мембран, kovriginat@mail.ru.

Мельников Евгений Александрович – доктор PhD, старший научный сотрудник лаборатории ионообменных смол и мембран, sebas273@mail.ru.

Хакимболатова Камила Хакимболатовна – канд. хим. наук, ассоциированный профессор, главный научный сотрудник лаборатории ионообменных смол и мембран, ics_kamila@mail.ru.

АО «Институт химических наук им. А.Б. Бектурова», г. Алматы, Казахстан

УДК 628.477.7

СРАВНИТЕЛЬНЫЕ ИСПЫТАНИЯ ПОРОШКА ЗОЛЫ УНОСА В КАЧЕСТВЕ ТВЕРДОТЕЛЬНОГО ДЕЭМУЛЬГАТОРА

**М.А. Мысаханов, А.С. Жакыпов, А.М. Бахадур, Н.В. Хан,
Е. Ерланулы, М.Т. Габдуллин**

В данной работе исследована эффективность частиц золы в качестве твердотельного деэмульгатора для дестабилизации водонефтяной эмульсии. Размер фракции в использованном твердотельном порошке не превышает 40 мкм в диаметре. Деэмульгатор состоит в основном из фаз гематита (Fe_2O_3) и корунда (Al_2O_3). Введение в нефтяную эмульсию золы уноса приводит к деэмульгации воды от нефти. Дозировка порошка составила от 0,1 до 1 г. Увеличение дозировки золы уноса приводит к быстрому сбросу воды из эмульсии. В данном исследовании были выявлены деэмульгирующие свойства порошка золы уноса. Также при повторном диспергировании деэмульгированных проб повторное образование эмульсии не наблюдалось, вследствие чего можно предположить, что порошок золы уноса может способствовать деасфальтенизации водонефтяной эмульсии. Повторное использование отходов производств является важным методом для улучшения экологического состояния страны.

Ключевые слова: деэмульгация, зола уноса, нефть, водонефтяная эмульсия, повторное использование отходов.

Введение

На данный момент вся сырая нефть добывается в виде стойкой водонефтяной эмульсии (далее – ВНЭ), стабильность которой обеспечивается за счет природных поверхностно-активных веществ (далее – ПАВ).

Образование ВНЭ происходит при смешивании воды, закачиваемой в пласт для поддержания пластового давления, и нефти. При этом происходит взаимное диспергирование воды в нефти или же нефти в воде, в результате чего образуется эмульсия. Эмульсия, образованная путем движения жидкости по стволу скважины нефтесборных трубопроводов, быстро стабилизируется природными ПАВ, которые образуют механически прочные защитные пленки на границе раздела вода-нефть. Состав природных ПАВ весьма разнообразен: к нему относятся асфальтены, смолы нафтеновых кислот и тяжелых металлов, парафины, церезины, тонкодисперсные неорганические вещества, состоящие из глины, песка и горных пород [1]. Асфальтены играют основную роль в стабилизации ВНЭ, в работах [2, 3] было установлено, что нефти, подвергнутые деасфальтенизации, не способны образовывать стойкие эмульсии, и после удаления асфальтенов эмульгирующая способность большинства нефтей резко снижается. Также в работе [3]

исследовалась стабильность эмульсии типа «вода в нефти», было установлено, что устойчивость эмульсии зависит от процентного содержания асфальтенов в нефти.

Переработка нефти без тщательной деэмульгации приводит к таким вынужденным затратам, как транспортировка бесполезных объемов воды наряду с нефтью. Дополнительно наблюдается износ трубопроводов, насосов, производственного оборудования, ректификационных колонн и дорогостоящих катализаторов из-за содержания едких солей в водной фазе. Таким образом, деэмульгация ВНЭ является одним из самых важных этапов в нефтяной промышленности.

Для достижения удовлетворяющих показаний по содержанию воды и хлористых солей при первичной подготовке нефти применяют различные технологические приемы и методы воздействия на нефтяную эмульсию. Среди них самым распространенным является термохимический метод, суть которого заключается в добавлении в эмульсию химических ПАВ, которые при небольшом нагревании вытесняют природные ПАВ с границы раздела вода-нефть. Механизм действия деэмульгаторов на эмульсию основан на процессе замещения менее активных природных эмульгаторов на границе раз-

дела фаз вода-нефть и их вытеснением в объём водной или нефтяной фазы [5], т.е. деэмульгаторы должны обладать более высокой активностью, чем эмульгаторы. Несмотря на высокую эффективность данного метода, цены на реагенты очень высоки, а невозможность их извлечения из водной фазы приводит к некоторым экологическим проблемам. Также по мере разработки одного нефтяного месторождения, в зависимости от глубины добычи, состав эмульсии меняется, поэтому возникает необходимость оптимизации деэмульгирующего агента или подбора другого. В последнее время происходит активное изучение так называемых твердотельных деэмульгаторов, состоящих из таких веществ, как кварц, корунд, гематит и т.д., в связи с возможностью их повторного использования в процессе обработки нефти. Таким образом, поиск и разработка новых и более дешёвых деэмульгаторов остаётся актуальной темой.

В данной работе в качестве деэмульгаторов ВНЭ использовалась зола уноса (зола после сжигания угля) Алматинской теплоэлектростанции (далее – ТЭЦ). Ввиду того, что зола уноса является отходом, целесообразно его вторичное применение в данной области.

Целью данной работы является проведение сравнительных лабораторных испытаний по определению эффективности золы уноса Алматинской ТЭЦ в качестве деэмульгатора на искусственной эмульсии м. Каламкас.

Экспериментальная часть

Во всех экспериментах была использована искусственная эмульсия, приготовленная смешиванием нефти и воды в соотношении 0,6 : 0,4 соответственно. По степени дисперсности глобул воды в нефти приготовленная эмульсия соответствует реальному промышленным условиям. В качестве водной фазы использовалась промышленная вода м. Каламкас. Пробо-подготовка используемого деэмульгатора заключалась в тщательном высушивании золы при 60°C в течение 24 ч и последующем просеивании через лабораторное сито с размером ячейки в 40 мкм.

Деэмульгация проводилась в цилиндрических пробирках объёмом 50 мл. Зола

добавлялась в эмульсию в количестве 0,1, 0,5 и 1 г. Для сравнительного анализа использовали эталонный (холостой) образец эмульсии без золы. Каждую смесь встряхивали вручную в течение 1 мин, а затем помещали в печь при 60°C. Эффективность деэмульгирования рассчитывалась путем измерения объёма воды, отделившейся от эмульсии, с учетом времени и начального объёма воды по следующей формуле [7]:

$$De(\%) = (V/V_0) \cdot 100\% \quad (1)$$

где V представляет собой объём воды, отделившейся от эмульсии, а V_0 – начальный объём промышленной воды.

Фазовый состав золы уноса был исследован посредством рентгенофазового анализа. Анализ был выполнен при помощи рентгеновского дифрактометра Rigaku MiniFlex 600 с медным катодом ($\text{CuK}\alpha$), напряжение на рентгеновской трубке 40 kV, ток трубки 15 mA, шаг движения гониометра 0,02° 2 θ . При проведении фазового анализа использовалась программа PCPDFWIN с базой дифрактометрических данных PDF-2. Морфология и размеры частиц золы были исследованы сканирующим электронным микроскопом SEM Quanta 3D 200i. Визуальный послойный анализ эмульсии проводили при помощи тринокулярного микроскопа XJP-146JBT.

Результаты и обсуждения

Рентгенограмма золы уноса представлена на рис. 1. Согласно полученным данным, преобладающими фазами в составе образца являются гематит (Fe_2O_3) и корунд (Al_2O_3). На графике видно, что отдельные пики образца соответствуют дифрактометрическим стандартным данным, где синие колонки – это Fe_2O_3 , а красные – Al_2O_3 . На рис. 2 показан снимок образца золы, полученный на сканирующем электронном микроскопе. Как можно заметить, в основном частицы имеют форму сферы по размерам, не превышающим 40 мкм. Такая форма частиц обусловлена технологическим режимом ТЭЦ, при котором под действием высокой температуры в печи происходит плавление мельчайших оксидов, содержащихся в угле, и их последующее резкое охлаждение на выходе.

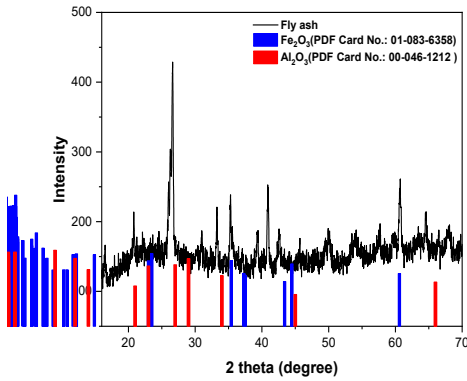


Рисунок 1. РФА золы уноса

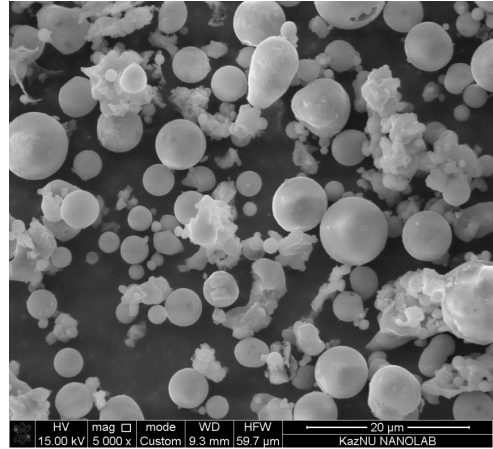


Рисунок 2. Снимок изображения порошка золы, полученный с использованием сканирующего электронного микроскопа

Как видно из табл. 1, введение в эмульсию золы уноса приводит к деэмульсации ВНЭ. Увеличение дозировки золы уноса приводит к быстрому сбросу воды из эмульсии [8]. Так, при 20-минутном отстаивании проб ВНЭ в водяной бане с концен-

трацией золы уноса в 1 г. выделилось 15 мл воды. В пробах с концентрацией золы уноса 0,1–0,5 г. наблюдался процесс выделения воды (рис. 3).

Таблица 1. Результаты исследования динамики деэмульсации

Параметр	Холостая проба	Проба 1	Проба 2	Проба 3
Дозировка золы уноса, г	0	1,0	0,5	0,1
Выделенный объем воды после 15 мин в бане, мл	0	12,5	6,5	2,5
Выделенный объем воды после 20 мин в бане, мл	0	15,0	7,5	5,0

Также стоит отметить, что после процесса деэмульсации пробы с содержанием золы уноса, которые были повторно диспергированы, не способны образовывать стойкие эмульсии. Из этого можно сделать вывод о деэмульгирующих свойствах золы уноса на ВНЭ м. Каламкас. Как видно из рис. 3 (пробирки слева направо: холостая, 0,1 г, 0,5 г, 1 г) в холостой пробе отсутствует граница раздела вода-нефть, эмульсия стойкая, а в пробах деэмульгированных порошком золы уноса наблюдается четкая граница раздела фаз. Однако на стенках пробирок наблюдается адгезия нефти [9].

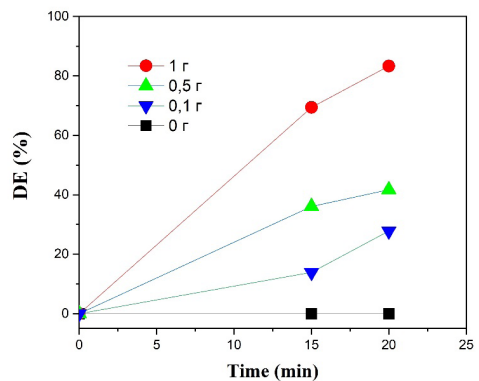


Рисунок 3. Динамика выделения водной фазы из эмульсии в зависимости от времени и количества добавленного деэмульгатора

На рис. 4–6 представлены оптические снимки послойного анализа холостой пробы.

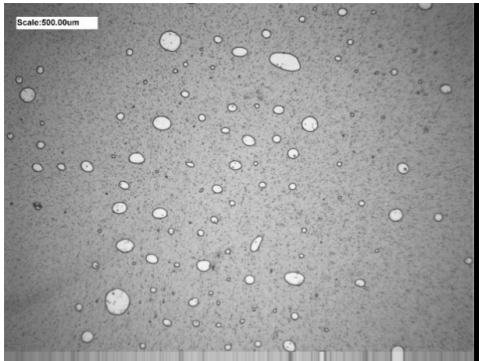


Рисунок 4. Оптический снимок верхнего слоя холостой пробы

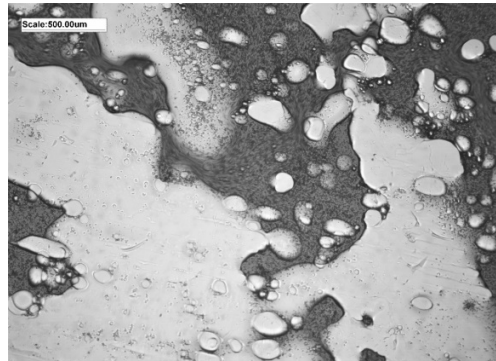


Рисунок 6. Оптический снимок нижнего слоя холостой пробы

Как видно из послойного анализа холостой пробы (рис. 4–6), наблюдается увеличение содержания глобул воды с верхнего уровня отбора до нижнего. В самом нижнем слое (рис. 3) наблюдается эмульсия.

На рис. 7–9 представлены оптические снимки верхних и нижних слоев деэмульгированных проб порошком золы уноса с дозировкой от 0,1–1 г. на 50 мл ВНЭ.

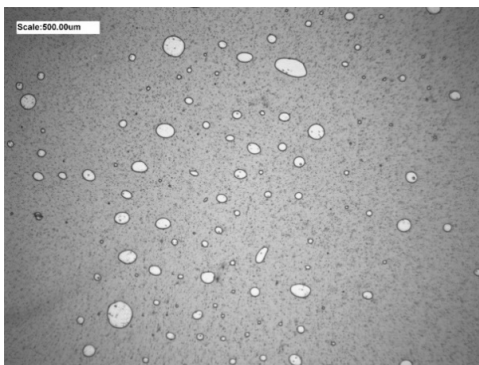
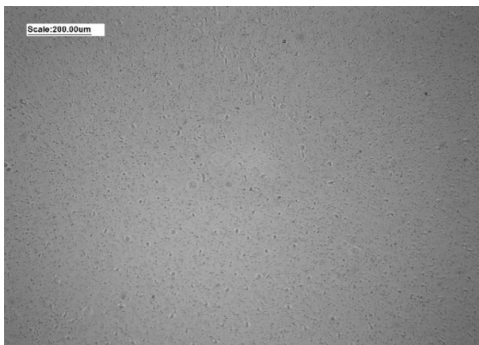
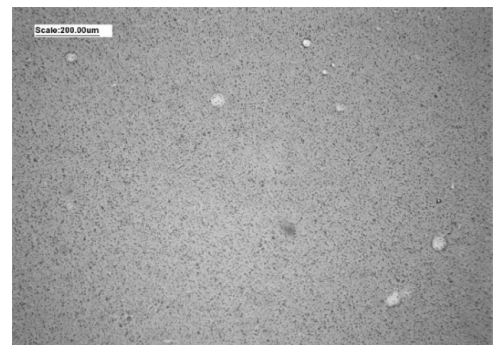


Рисунок 5. Оптический снимок среднего слоя холостой пробы

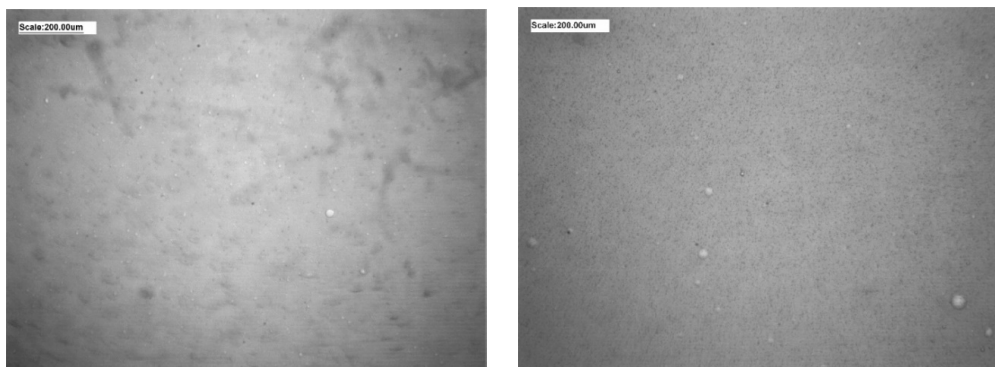


а)

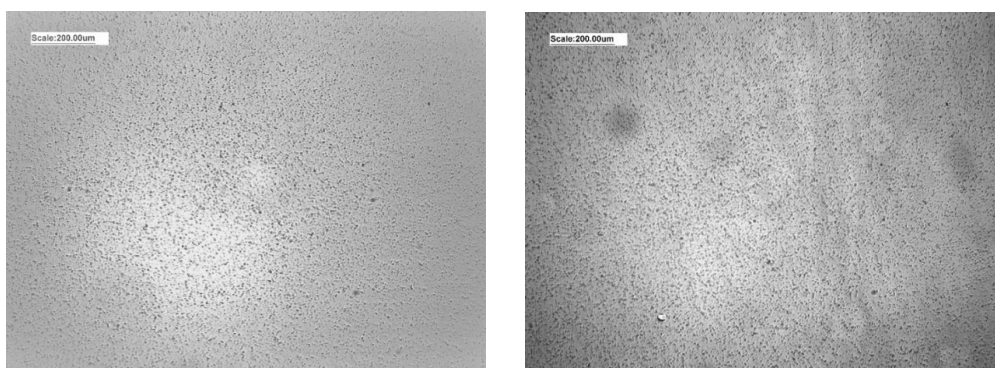


б)

Рисунок 7. Послойный анализ деэмульгированных проб порошком золы уноса дозировкой 1 г на 50 мл
а – верхний слой, б – нижний слой



а) б)
Рисунок 8. Послойный анализ деэмульгированных проб порошком золы уноса дозировкой 0,5 г на 50 мл
а – верхний слой, б – нижний слой



а) б)
Рисунок 9. Послойный анализ деэмульгированных проб порошком золы уноса дозировкой 0,1 г на 50 мл
а – верхний слой, б – нижний слой

Как видно из рис. 7–9, наблюдается уменьшение количества водяных глобул в верхнем и нижнем слое проб по сравнению с холостой пробой. Также в каждом из проб наблюдается равномерное распределение глобул воды при послойном анализе.

Выводы

В данной работе показана эффективность частиц золы в качестве деэмульгатора водонефтяной эмульсии. Введение в эмульсию золы уноса приводит к разделению воды от нефти. Дозировка порошка составляла от 0,1 до 1 г. Увеличение дозировки золы уноса приводит к быстрому сбросу воды из эмульсии. При послойном

анализе было выявлено равномерное распределение глобул воды. Также при повторном диспергировании деэмульгированных проб повторное образование эмульсии не наблюдалось, вследствие чего можно предположить, что порошок золы уноса может способствовать деасфальтенизации ВНЭ. Из проделанных экспериментов и из различных источников, где исследовалось влияние асфальтенов на стабильность ВНЭ [1–4, 6], можно сделать предположение, что порошок золы уноса может быть использован для деасфальтенизации ВНЭ. Более детальное исследование будет проводиться в дальнейшем.

Список использованной литературы

1. Позднышев Г.Н. Стабилизация и разрушение нефтяных эмульсий. – М., Недра, 1982, 221 с.
2. Гани Х.Ф. Физико-химические факторы образования и разрушения водонефтяных эмульсий. Дисс. канд. техн. наук. – М., 1976, 319 с.
3. Петров А.А., Позднышев Г.Н. Физико-химические основы процесса обезвоживания нефти и очистка сточных вод. – М., Недра, 1971.
4. Нефть. Общие технические условия. – СТ РК 1347-2005 (ГОСТ Р 51858-2002, MOD).
5. Ермаков С. А., Мордвинов А. А. О влиянии асфальтенов на устойчивость водонефтяных эмульсий. – Нефтегазовое дело, 2007, № 1, 9 с.
6. Месторождения нефти и газа Казахстана. Справочник. Под. редакцией Абдулина А.А. – М., Недра, 1996.
7. Ahmad A. Adewunmi, Abduljamiu O. Amao. Demulsification and breaking mechanism of variable quartz concentrates obtained from sand. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020, v. 192/
8. Ahmad A. Adewunmi, Muhammad Shahzad Kamala, Theis Ivan Solling. Palm oil fuel ash (POFA) as a demulsifier for crude oil emulsions: Performance and mechanism. – Journal of Petroleum Science and Engineering, 2019, v.183.
9. Maryam Razi, Mohammad Reza Rahimpour, Abdolhossein Jahanmiri. Effect of a Different Formulation of Demulsifiers on the Efficiency of Chemical Demulsification of Heavy Crude Oil. – Journal of chemical and engineering data, 2011, v. 56, p. 2936-2945.

ҚАТТЫ КҮЛ-ҰНТАҚТАРДЫ ДЕЭМУЛЬГАТОР РЕТІНДЕ САЛЫСТЫРМАЛЫ ТҮРДЕ СЫНАУ

М.А. Мысаханов, А.С. Жақыпов, А.М. Бахадур, Н.В. Хан, Е. Ерланұлы, М.Т. Габдуллин

Бұл мақалада күл-бөлшектердің мұнай-су эмульсиясын тұрақсыздандыру үшін пайдаланатын қатты-деэмульгаторлардың тиімділігі бойынша зерттеу мәліметтері баяндалған. Зерттеулерде пайдаланылған қатты ұнтақтың фракциялық өлшемі 40 микроннан аспайды. Деэмульгатор, негізінен гематит (Fe_2O_3) және корунд (Al_2O_3) фазаларынан тұрады. Мұнай эмульсиясына күл-ұнтақтарын енгізгенде мұнайдан судың бөлінуіне әкеліп соқтырады. Күл-ұнтағының мөлшері 0,1-ден 1 г шамасында болды. Күл-ұнтағының мөлшері жоғарылауы судың эмульсиядан тез ажырауына әкеледі. Бұл зерттеу жұмыстарында күл-ұнтақтың деэмульсиялық қасиеттері анықталды. Сондай-ақ, деэмульсияланған сынамаларды қайта ыдырату барысында кері эмульсия түзілу жағдайы байқалмады. Нәтижесінде, күл-ұнтақ май-су эмульсиясының деасфальттану үрдісіне ықпал етеді деп болжауға болады. Өндірістік қалдықтарды қайта пайдалану – мемлекеттегі экологиялық әуалын жақсартудың маңызды әдісі болып табылады.

Түйін-сөздер: деэмульгация, күл, мұнай, су-эмульсиясы, қалдықтарды қайта пайдалану.

COMPARATIVE TESTS OF FLY ASH POWDER AS SOLID DEMULSIFIERS

M.A. Mysakhanov, A.S. Zhakypov, A.M. Bakhadur, N.V. Khan, E. Erlanuly, M.T. Gabdullin

This work investigates the effectiveness of fly ash particles as a solid demulsifier for destabilizing an oil-water emulsion and effectively removing water. The size of the fraction in the used solid powder does not exceed 40 microns in diameter. The demulsifier consists mainly of hematite (Fe_2O_3) and corundum (Al_2O_3) phases. The introduction of fly ash into the oil emulsion leads to demulsification of water from oil. The dosage of the powder ranged from 0.1 to 1 g. An increase in the dosage of fly ash leads to a rapid discharge of water from

the emulsion. The study identifies the demulsifying properties of fly ash powder. Also, upon redispersion of demulsified samples, no re-emulsion was observed, as a result of which, it can be assumed that fly ash powder can contribute to deasphalting of oil-water emulsion. Reuse of industrial waste is an important method for improving the ecological state of the country.

Key words: demulsification, fly ash, oil, oil-water emulsion, reuse of waste.

Информация об авторах

Мысаханов Мурат Алматович – магистр ТПУ по специальности «физика», mysahanov@gmail.com.

Жакыпов Алибек Серикуюл – докторант PhD, МНС, szhakupovalibek@gmail.com.

Бахадур Аскар Мухтарулы – докторант PhD, МНС, askar.bakhadur@gmail.com.

Хан Наталья Владимировна – докторант PhD КазНУ, МНС.

Казахский национальный университет им. Аль-Фараби, г. Алматы, Казахстан

Ерланулы Ерасыл – докторант PhD, научный сотрудник, yerlanuly@physics.kz.

Габдуллин Маратбек Тулебергенович – и.о. ректора, Председателя Правления, канд. физ.-мат. наук, докт. PhD по физике плазмы, профессор, m.gabdullin@kbtu.kz.

АО «Казахстанско-Британский технический университет», г. Алматы, Казахстан

УДК 622.24

О ДОЛГОВЕЧНОСТИ КРЕПИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН

Ф.А. Агзамов

Цементный камень, являющийся «наиболее слабым звеном» крепи скважин, легко разрушается при работах внутри обсадных колонн и уязвим к действию большинства пластовых флюидов. В нагнетательных скважинах под действием закачиваемой в пласты воды происходит интенсивное выщелачивание цементного камня, приводящее к его полной деградации через несколько лет работы скважины. Следствием указанного являются закачка жидкости в другие пласты и повышенная коррозия обсадных колонн. Анализ промышленного материала показал, что в нагнетательных скважинах при возникновении межпластового перетока цементный камень может полностью разрушиться через 4–6 лет, тогда как в эксплуатационных скважинах он полностью сохраняет технологические свойства и по прошествии 20 лет.

Рассмотрение теории процесса коррозии выщелачивания цемента позволило определить основные направления снижения скорости коррозии, направленные на улучшение структурных характеристик цементного камня. Среди них следует выделить уменьшение начального водосодержания и оптимизацию структуры порового пространства.

Анализ нагрузок, действующих на крепь скважины, показал, что при проведении перфорации, гидроразрыве пласта и углублении скважины напряжения, возникающие в цементном камне, превосходят его прочностные показатели. Для минимизации указанных отрицательных последствий целесообразно применение армированных и «самозалечивающихся» цементов.

Ключевые слова: нагнетательные скважины, цементный камень, коррозия выщелачивания, структура, гидролиз и растворение.

Введение

При проведении динамических (ударных) воздействий внутри обсадных колонн более всего подвержен разрушению цементный камень. Наиболее сильное негативное воздействие на него создается при перфорации, углублении скважины, гидроразрыве продуктивного пласта [1–4]. Кроме этого, цементный камень уязвим к воздействию большинства компонентов пластовых флюидов [5–8].

При этом следует помнить, что цементный камень за счет высокой щелочности поровой жидкости ($\text{pH} \geq 12,5$) обеспечивает коррозионную стойкость обсадной колонны, образуя на ее поверхности пленку, препятствующую проникновению агрессивных ионов к металлу [7, 9, 10]. Доказательством могут явиться результаты исследования Загирова М.М., показавшего на примере месторождений Татарстана, что только наличие надежного цементного кольца продлевает срок службы скважины [10–12].

Одним из наиболее агрессивных агентов по отношению к цементному камню

является пресная вода, которая вызывает коррозию выщелачивания [6, 8].

По многим месторождениям количество выявленных нарушений в нагнетательных скважинах более чем на порядок превышает аналогичные показатели по эксплуатационным колоннам, и на долю нагнетательных скважин приходится основное количество выполненных капитальных ремонтов, связанных с восстановлением герметичности крепи.

Анализ промышленного материала

Результаты исследования состояния цементного камня в заколонном пространстве скважин, проведенные Зариповым А.К. на Арланском и Туймазинском месторождениях [13–15], подтверждают вышеизложенное предположение. Например, на Александровской площади Туймазинского месторождения при помощи бокового сверлящего керноотборника были отобраны образцы колонны и цементного камня в различных по назначению эксплуатационных скважинах. На нагнетательной скв. № 714 первоначально были определены зоны хорошего сцепления цементного камня с ко-

лонной по показаниям акустического контроля цементирования и практически по всему интервалу подъема цемента были отобраны образцы. Эти образцы были отобраны на глубине от 1664–1226 м, т.е. практически по всему интервалу подъема цемента. Из поднятых 14 образцов в шести был заколонный материал, представленный в основном пластичной массой темно-серого цвета. Описание двух

отобранных проб (табл. 1) показало, что в поднятых образцах заколонный материал был представлен преимущественно пластичной массой темно-серого цвета, исследования которой показали, что за обсадной колонной цементный камень отсутствует или претерпел существенные изменения, и не может служить защитным слоем для обсадной колонны и ограничивать межпластовые перетоки (рис. 1).

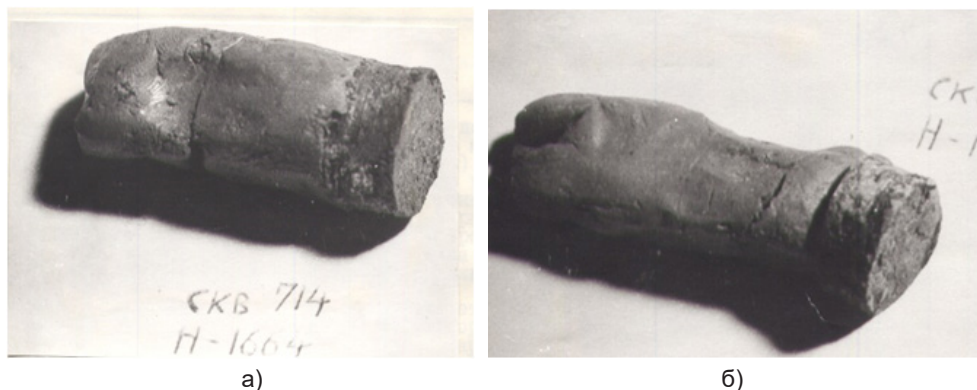


Рисунок 1. Образцы цементного камня, отобранные из затрубного пространства нагнетательных скважин

а) образец № 1, глубина 1664 м; б) образец № 2, 1607 м

Таблица 1. Характеристика кернового материала по скв. № 714

Описание шлифов
<p><i>Образец №1, глубина отбора 1664 м</i></p> <p>Вязкая пастообразная масса (рис. 1а) по петрографическому составу может соответствовать мергелю. Состоит из пелитоморфных (менее 0,01 мм) глинистых частиц и зерен карбоната кальция. Среди глинисто-карбонатной массы рассеяны слабо окатанные зерна кварца, кальцита, аргиллита, слюды и черных минералов. Примесь обломочного материала не превышает 5–6%. Содержание растворимого осадка – 49%, карбоната кальция – 51%.</p>
<p><i>Образец №2, глубина отбора 1607 м</i></p> <p>По петрографическому составу представляет собой мергель (рис. 1 б). Состоит из пелитоморфных глинистых частиц размером 0,01 м и зерен карбоната кальция размером 0,01–0,07 мм. Среди глинисто-карбонатной массы рассеяны мелкие (0,01–0,08 мм) и углеватые зерна кварца, кальцита, черных рудных минералов и чешуйки слюды. Содержание растворимого осадка – 49%, карбоната кальция – 51%.</p>

На нагнетательной скв. № 3659 Ново-Хазинской площади Арланского месторождения за 5 лет работы из интервала от 500 до 1000 м за 10 рейсов керноотборником удалось поднять только образцы самой колонны, что свидетельствует об отсутствии цементного камня. Внешний осмотр поднятой для замены части обсадной колонны показал, что разрушение наружной поверхности труб происходит лишь от места нарушения герметичности колонны до поглощающего горизонта, т.е. на участ-

ке отсутствия цементного камня и движения закачиваемых сточных вод [14–15].

Также проводились работы по отбору цементного камня в добывающих скважинах. Результаты показали, что поднятый из них заколонный цементный камень, согласно данным химического и рентгеноструктурного анализов, по составу идентичен камню, получаемому из портландцемента. Анализы показали, что процесс коррозии цементного камня в зоне продуктивных пластов добывающих скважин практически отсутствует, и даже через

17–25 лет цементный камень находится в удовлетворительном состоянии.

Фазовый состав затвердевшего цементного камня представлен группой гидросиликатов кальция разной основности, гидроалюминатами и гидроферритами кальция, кристаллическим гидроксидом кальция и непрореагировавшей частью клинкера [6, 8, 16].

Теоретические аспекты

Известно, что все продукты твердения цемента являются устойчивыми соединениями только в присутствии определенного количества ионов OH^- и Ca^{2+} в поровой жидкости [6, 7, 16], т.е. в условиях щелочной среды, которая обеспечивается растворенным гидроксидом кальция.

Наиболее устойчивыми фазами, требующими минимального количества растворенного гидроксида кальция, являются низкоосновные гидросиликаты кальция, а наименьшую устойчивость имеют кристаллический гидроксид кальция и высокоосновные гидросиликаты кальция. Концентрация насыщенного раствора, при которой кристаллический $\text{Ca}(\text{OH})_2$ находится в равновесии с жидкой фазой, составляет 1,2–1,3 г/л, а рН раствора равен 12,5. Это означает, что при нарушении равновесия между жидкостью и продуктами твердения наименее устойчивые фазы начнут гидролизироваться и растворяться, поставляя в раствор гидроксид кальция для восстановления равновесия.

Закисляемая в пласты жидкость, как правило, имеет рН, близкий к нейтральному или даже меньше 7, поэтому при контакте с ней цементный камень неизбежно будет разрушаться. В первую очередь будет растворяться гидроксид кальция, выделившийся при гидратации трехкальциевого силиката. Затем будет идти гидролиз гидросиликатов и гидроалюминатов кальция, имеющих меньшую равновесную концентрацию гидроксида кальция. Поскольку основным компонентом, выносимым из цементного камня, является щелочь $\text{Ca}(\text{OH})_2$, то данный вид коррозии называется коррозией выщелачивания.

Именно данный вид коррозии характерен для нагнетательных скважин, через которые в нефтяные пласты закачивается пресная или минерализованная жидкость.

На начальной стадии процесса коррозии его скорость будет определяться скоростью растворения и гидролиза про-

дуктов твердения, находящихся в поверхностном слое, и описываться уравнением

$$-\frac{dC}{dt} = kS(C_\infty - C) \quad (1)$$

где

$\frac{dC}{dt}$ – скорость растворения;

k – константа скорости растворения;

S – удельная поверхность;

C_∞ – растворимость $\text{Ca}(\text{OH})_2$;

C – концентрация растворенного $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в растворе.

По мере обеднения пограничных слоев камня свободным $\text{Ca}(\text{OH})_2$ последний диффундирует из глубины камня по порам и капиллярам. Когда исчерпается свободный гидроксид кальция и рН поровой жидкости начнет снижаться, поступление $\text{Ca}(\text{OH})_2$ будет осуществляться за счет гидролиза и растворения менее устойчивых фаз цементного камня. Через некоторый промежуток времени после полного гидролиза граничных слоев цементного камня образуется полностью прокорродированный слой, представляющий собой буферную зону между неповрежденной частью цементного камня и окружающей средой.

После образования буферной зоны процесс коррозии будет включать в себя диффузный отвод веществ в окружающую среду и растворение внутренних стенок пор цементного камня, поставляющего $\text{Ca}(\text{OH})_2$ в поровую жидкость. Суммарно эти процессы можно описать уравнением (2):

$$\frac{dc}{dt} = \Pi D_{\text{эф}} \frac{d^2 C}{dx^2} - KS(C_\infty - C) \quad (2)$$

где

$D_{\text{эф}}$ – эффективный коэффициент диффузии;

Π – пористость цементного камня.

Анализ уравнения (2) показывает, что скорость коррозионного процесса определяется не только фазовым составом продуктов твердения, выраженным через параметры K и C_∞ , но и структурными характеристиками камня ($D_{\text{эф}}$, Π , S).

Следует учитывать, что разрушение цементного камня начинается практически сразу с вымыванием из него $\text{Ca}(\text{OH})_2$. В частности, по данным исследований Кинда В.В. [6] потеря более 40% гидроксида кальция из цементного камня ведет к практически полной потере его прочности.

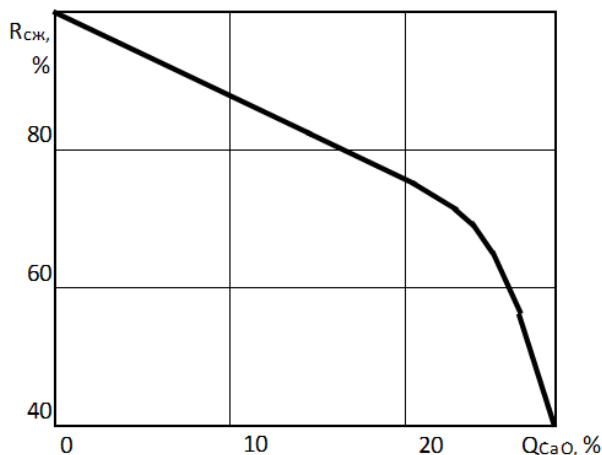


Рисунок 2. Снижение прочности цементного камня при выщелачивании извести (по данным Кинда В.В. [6])

Существенное влияние на скорость коррозии оказывает характер воздействия жидкости на цементный камень. При внешнем омывании скорость разрушения цементного камня будет намного меньше, чем при фильтрации, поскольку скорость выноса $Ca(OH)_2$ будет лимитироваться диффузией ионов Ca^{2+} из глубины цементного камня, которая на несколько порядков меньше, чем скорость гидролиза продуктов твердения. Например, по Москвину В.М. [6] эффективный коэффициент диффузии щелочи $Ca(OH)_2$ в бетонах равен $1 \cdot 10^{-4}$ см²/с. Если вода действует на цементный камень под напором, что как раз и характерно для нагнетательных скважин, количество растворителя (воды), поступающего внутрь цементного камня, значительно превышает количество воды, которое может проникнуть в камень при тех же условиях, только вследствие диффузии. Поэтому коррозионные процессы в сооружениях, находящихся под напором, резко интенсифицируются.

На скорость коррозии выщелачивания существенное влияние оказывает солевой состав пластовых вод. Одноименные ионы Ca^{2+} , OH^- способствуют снижению растворимости $Ca(OH)_2$, поэтому жесткие воды менее агрессивны по отношению к цементному камню, чем мягкие.

Другие ионы, такие как SO_4^{2-} , Cl^- , Na^+ , повышают растворимость гидроксида кальция, интенсифицируя процессы выщелачивания.

Следует учитывать, что портландцементный камень содержит некоторое ко-

личество негидратированного клинкера, который, находясь в водной среде, продолжает взаимодействовать с водой, т.е. цементный камень продолжает твердеть. Разрушение камня будет наблюдаться, если деструктивные процессы будут преобладать над конструктивными, т.е. скорость выщелачивания будет выше, чем скорость гидратации цемента и образования новых продуктов твердения.

Технические предложения

Рассмотрение процессов выщелачивания $Ca(OH)_2$ из тампонажного камня под действием пресных вод показывает, что принципиально невозможно создать абсолютно стойкий тампонажный камень.

Кинетика процесса выщелачивания определяется несколькими факторами, а именно – скоростью гидролиза и растворения твердой фазы, реакционной емкостью цементного камня и его пористостью.

Если первые два фактора для большинства цементов мало отличаются друг от друга, то большая пористость цементного камня будет способствовать ускорению его коррозионного разрушения.

Каналами для перетока закачиваемой воды в другие пласты могут быть не только капиллярные поры в цементном камне, образованные из-за повышенного водоцементного отношения раствора, но и каналы, образованные в затвердевшем камне при проведении технологических операций внутри обсадной колонны [2–4, 17].

Выполненный в работах [4, 17] расчет напряжений, возникающих в цементном

камне при различных операциях (перфорация, ГРП, опрессовка колонн, углубление скважины и др.), показал, что во многих случаях они превышают предел прочности цементного камня, регламентированный ГОСТ 1581-96 [18]. К таким же выводам пришли и авторы в работе [2].

Анализ, проведенный по одному из месторождений Западной Сибири, выполненный в работе [19], показал, что после перфорации в 75% скважин имелось поступление посторонней воды в зону перфорации по заколонному пространству. При этом в 62% скважин герметичность крепи скважины нарушилась ниже, а в 44% скважин выше интервала перфорации при расстоянии 5–10 м от перфорационных отверстий до водяных пластов.

В то же время на некотором удалении от зоны перфорации деформация цементного кольца может составлять 0,3–0,7 мм [4], что при соответствующей модификации цемента может сохранить целостность крепи скважины.

Применительно к креплению скважин это означает, что в нагнетательных скважинах выше и ниже интервала перфорации необходимо иметь крепь (цементный камень) с минимальной пористостью, исключающей образование фильтрационных каналов, как на этапе твердения цементного раствора, так и при работах внутри обсадной колонны.

При этом необходимо пересмотреть подходы к креплению нагнетательных скважин, чтобы еще на стадии проектирования скважин заложить более совершенные технологии цементирования, например, устанавливая заколонные пакера выше и ниже интервала перфорации и применяя тампонажные материалы, образующие лучшую структуру затвердевшего камня.

Традиционное требование ГОСТ 1581-96 [18] о высокой прочности к цементному камню в затрубном пространстве скважины, особенно в интервале перфорации и башмака промежуточных колонн и кондукторов, приводит к тому, что цементный камень в этих интервалах становится хрупким и легко разрушается при любых работах в колонне.

Возможно, не следует принимать прочность в качестве основного параметра цементного камня, а требовать от него упругости и эластичности, чтобы, приближаясь к резиноподобным структурам, он

в процессе деформаций сохранял свою целостность и герметичность затрубного пространства.

При креплении нагнетательных скважин необходимо полностью исключить вероятность даже малейшего перетока закачиваемой воды через цементный камень или через его контактные зоны, поскольку каждая капля воды, протекающая через камень, будет уносить из него гидроксид кальция и увеличивать размеры поровых каналов.

Анализируя структуру цементного камня в ранние сроки твердения, например, через 3 или 7 сут, когда степень гидратации составляет около 20 и 50% соответственно, можно видеть, что доля капиллярных пор в цементном камне будет огромна и говорить о хорошей герметизации затрубного пространства в первые несколько дней после цементирования, по меньшей мере, необоснованно [8, 16].

Еще большие проблемы могут возникнуть при применении облегченных тампонажных растворов, облегчение которых всегда сопровождается увеличением водоцементного отношения (В/Ц) до 0,9–1,2 и неизбежно ведет к резкому увеличению доли капиллярных пор. Ввод любых облегчающих добавок будет уменьшать долю цемента и при этом повышать пористость камня.

В общем случае структура цементного камня будет определяться начальным водосодержанием раствора (водоцементным отношением) и степенью гидратации цемента. Поэтому воздействие на эти факторы и лежит в основе управления структурой цементного камня.

Снижение В/Ц наиболее эффективно для воздействия на структуру затвердевшего камня, однако при этом всегда снижается подвижность тампонажных растворов, сокращается время их загустевания и схватывания, а также повышается плотность раствора.

Повышение степени гидратации всегда будет улучшать структуру цементного камня, однако при этом необходимо управление временем загустевания и твердения цементного раствора с учетом продолжительности процесса цементирования.

Следует помнить, что наибольшую опасность представляют открытые поры, через которые возможна миграция пластовых флюидов. Цементный камень, представленный замкнутыми порами, даже

при значительной общей пористости может обладать хорошими изоляционными характеристиками. Это означает, что при невозможности снижения пористости надо стремиться к перераспределению пор путем перевода открытых пор в закрытые и уменьшением их среднего размера. В работе [19] было показано, что эффективным технологическим приемом может явиться дезинтеграторная обработка цементов, обоснованная и широко использованная в Казахстане профессором Каримовым Н.Х.

Для тампонажных материалов наиболее предпочтительным направлением повышения сопротивляемости тампонажного камня динамическим нагрузкам является дисперсное армирование [20], при котором волокна армирующей добавки (фибры), равномерно распределяясь в матрице и имея различное направление, могут воспринимать усилия в любом направлении, препятствуя образованию и развитию трещин в композиции. Кроме того, волокна фибры тормозят движение микродефектов, а после образования трещины в матрице волокна препятствуют ее развитию и росту за счет блокировки появляющихся трещин.

Другим перспективным направлением при креплении нагнетательных скважин может явиться применение «самозалечи-

вающих» цементов, содержащих мелкодисперсные добавки, «активизирующиеся» и набухающие в контакте с водой, перекрывая тем самым образовавшиеся трещины в цементном камне без воздействия на них с поверхности [21].

Заключение

Для обеспечения длительной сохранности крепи нагнетательных скважин необходимо пересматривать стратегию крепления этих скважин, используя любые технологические приемы, предупреждающие миграцию закачиваемой жидкости по каналам, образованным как на этапе твердения цементного раствора, так и в процессе проведения технологических операций в обсаженных скважинах.

Целесообразным является использование в нагнетательных скважинах закоронных пакеров, размещаемых выше и ниже интервала перфорации.

Перспективным направлением может явиться использование армированных, обладающих повышенной сопротивляемостью к ударным нагрузкам, и самозалечивающихся цементов, способных восстанавливать герметичность крепи после ее нарушения в процессе эксплуатации скважин.

Список использованной литературы

1. Овчинников В.П., Аксенова Н.А., Агзамов Ф.А., Нарарев О.В. Заканчивание скважин. Учебное пособие. – Тюмень, 2011, 452 с.
2. Агзамов Ф.А., Белоусов А.О. Комплексный подход к предупреждению нарушения герметичности затрубного пространства скважин при вторичном вскрытии и ГРП. – Сетевое научное издание «Нефтяная провинция», 2019, №1(17), с. 214–218.
3. Тихонов М.А., Исламов Р.Ф. Исследование механизма разрушения цементного камня и разработка армированных тампонажных цементов. – Развитие инновационной инфраструктуры университета. Материалы III международного научного семинара, Уфа, ФГБОУ ВПО УГНТУ, «Реактив», с. 42–44.
4. Агзамов Ф.А., Самсыкин А.В., Губайдуллин И.М. и др. Моделирование динамических воздействий на крепь скважины на основе метода конечных элементов. – Нефтегазовое дело, 2011, т. 9, № 4, с 18–24.
5. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С. Долговечность тампонажного камня в коррозионноактивных средах. – М., Недра, 2005, 318 с.
6. Кинд В.В. Коррозия цементов и бетона в гидротехнических сооружениях. – М., Госэнергоиздат, 1955, 230 с.
7. Москвин В.М. Коррозия бетона. – М., Стройиздат, 1952, 343 с.
8. Агзамов Ф.А., Измухамбетов Б.С., Токунова Э.Ф. Химия тампонажных и промывочных растворов. Учебное пособие для студентов высших учебных заведений. – СПб, 2011, 266 с.
9. Загиров М.М. Вопросы защиты обсадных колонн нефтяных и нагнетательных скважин от коррозии. – Труды ТатНИПИнефть, вып. 50, 1982, с. 10–20.

10. Загиров М.М., Юсупов И.Г., Максупов Р.А.. Борьба с коррозией промышленного оборудования – М.: ВНИИОЭНГ, «Борьба с коррозией в нефтегазовой промышленности: темат. науч.-техн. обзоры», 1972, 100 с.
11. Загиров М.М., Перов А.В. Защита обсадных колонн нагнетательных скважин от коррозии – М.: ВНИИОЭНГ, «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности: обзор. информ.», 1978, 38 с.
12. Загиров М.М. Вопросы защиты обсадных колонн нефтяных и нагнетательных скважин от коррозии. – Труды ТатНИПИнефть, 1982. вып. 50, с. 10–20.
13. Зарипов А.К., Московская О.А. К вопросу прогнозирования коррозионной стойкости обсадных колонн. – М.: ВНИИОЭНГ, «Коррозия и защита в нефтегазовой промышленности», № 2, 1983.
14. Жданов Г.Ф., Зарипов А.К., Портнов В.И. Исследование скважин и пластов с целью выявления путей фильтрации сточных вод в питьевые горизонты. – ВИНТИИ, М., 1983, № 5.
15. Мавлютов М.Р., Зарипов А.К., Кравцов В.М., Молчанов А.А., Агзамов Ф.А., Юнусов Н.К. Исследование состояния цементного камня в затрубном пространстве. – Нефтяное хозяйство, 1984, № 2.
16. Райхель В., Конрад Д. Бетон. – М., Стройиздат, 1979. 111 с.
17. Самсыкин А.В., Галиев А.Ф., Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Еникеев Ф.У., Самсыкина А.В. Оценка влияния динамических нагрузок на формирование требований к свойствам цементного камня – Нефтегазовое дело, 2012, т. 10, № 1, с. 8–13.
18. ГОСТ 1581-96 Цементы тампонажные. Технические условия.
19. Агзамов Ф.А., Каримов Н.Х., Измухамбетов Б.С. Состояние и перспективы применения дезинтеграторной технологии при строительстве скважин. – Нефтяное хозяйство, 2003, № 3, с. 40–43.
20. Агзамов Ф.А., Тихонов М.А., Каримов Н.Х. Влияние фиброармирования на свойства тампонажных материалов. – Территория Нефтегаз, 2013. № 4. с. 26–31.
21. Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин. – Бурение и нефть, 2016, № 5, с. 36–41.

ТОТЫҒУ ҰҢҒЫМАСЫНЫҢ БЕКІТПЕ БЕРІКТІГІ ТУРАЛЫ

Ф.А. Агзамов

Ұңғы бекітпесінің ең «осал буыны» болып табылатын цемент тасы, ұңғыларды пайдалану барысында шегендеу құбырларының ығысуы мен көптеген қабат сұйықтықтарының әсерінен ыдырап бұзылады. Тотығу ұңғымаларында қабаттарға айдалатын сұйықтықтың әсерінен цемент тасында қарқынды шайылу процестері жүреді, ал бұл жағдай ұңғыманың бірнеше жыл жұмысынан кейін оның толық тозуына әкеліп соқтырады. Осының салдарынан, тотықтырғыш сұйықтардың басқа қабаттарға кетіп, шеген құбырларының тез ескіріп, тозуына әкеледі. Кен орнын пайдаланудағы құжаттарды сараптап-талдау негізінде, тотығу ұңғымаларында қабат-аралық ағын пайда болатыны анықталды және цементтің шайылу салдарынан ұңғы бекітпелері 4-6 жыл ішінде толығымен бұзылуы мүмкін, ал керісінше, пайдалану ұңғымаларында цемент тасы 20 жыл болса да өзінің қасиеттерін толығымен сақтап қалған.

Шайылу коррозиясын теориялық тұрғыдан қарастыру, цемент тасының құрылымдық сипаттамаларын жақсартуға және де тотығу жылдамдығын төмендетудің негізгі бағыттарын анықтауға мүмкіндік береді. Олардың ішінде судың бастапқы мөлшерін азайту және кеуек кеңістігінің құрылымын оңтайландыруды атап өткен жөн болады.

Ұңғыманың бекітпесіне әсер ететін күштерді талдау жұмыстары перфорациялау, қабатты гидравликалық жару мен ұңғыманы тереңдету жұмыстары барысында цемент тасында пайда болатын кернеулер оның беріктік көрсеткіштерінен асып түсетінін анықталды. Аталған теріс-әсер етуші күштердің салдарын

азайту мақсатында «байланбалы» және «қайта жамалғыш» цемент түрлерін қолданған жөн болып табылады.

Түйін-сөздер: тотығу ұңғымалары, цемент тасы, шайылу коррозиясы, құрылым, гидролиз және еру.

DURABILITY OF CEMENT STONES IN INJECTION WELLS

F. Agzamov

Cement stone is the “weakest component” of the wells, it is easily destroyed when working inside the casing and is vulnerable to the action of most formation fluids. In injection wells, under the action of water injected into the reservoir, intensive leaching of the cement stone occurs, which leads to its complete degradation after several years of well operation. The consequence of this is the injection of fluid into other formations and increased corrosion of the casings. Analysis of the field experience of injection wells showed that inter-reservoir crossflows result in cement stone complete collapse in 4-6 years, while in production wells it retained its properties after 20 years.

Theoretical consideration of the leaching corrosion process made it possible to determine the main directions of reducing the corrosion rate, aimed at improving the structural characteristics of cement stone. Among these, a decrease in the initial water-content and optimization of the porous structure should be optimized.

Analysis of the loads acting on the cement sheath in wells showed that during perforation, hydraulic fracturing and well drilling for deepening, the stresses arising in the cement stone exceed its strength characteristics. Therefore, it is advisable to use «reinforced» and «self-healing» cements to minimize these negative effects.

Keywords: Injection wells, cement stone, leaching corrosion, structure, hydrolysis and dissolution.

Информация об авторах

Агзамов Фарит Акрамович – докт. техн. наук, профессор, faritag@yandex.ru.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

УДК 622.24

ТЕХНОЛОГИЯ УПРАВЛЯЕМОЙ ГЛУБОКОПРОНИКАЮЩЕЙ ПЕРФОРАЦИИ МЕТОДОМ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ КАНАЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ «ПЕРФОБУР» ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА ПЛАСТОВ-КОЛЛЕКТОРОВ

А.И. Баширова, И.Р. Галас, И.А. Лягов, М.Ф. Назыров

В статье представлена технология управляемой, глубоко проникающей перфорации с использованием технической системы «Перфобур», позволяющая интенсифицировать приток с помощью радиального бурения каналов диаметром 69 мм, протяженностью до 25 м. Данная технология впервые реализована на карбонатном коллекторе Башкирского яруса, отличающемся высокой неоднородностью и близким расположением подстилающих вод.

Были выбраны две соседние скважины, имеющие идентичные коллекторские свойства, на одной из которых был проведен кислотный гидроразрыв пласта. На скважине А был проведен кислотный гидроразрыв пласта, на скважине В по технологии «Перфобур» пробурены 2 направленных канала длиной 14 м каждый. В скважину В после бурения каналов была закачан раствор соляной кислоты через специальную гидромониторную насадку в двух точках объемом 48 м³.

Полученные результаты на скважине В, в сравнении со скважиной, на которой был проведен кислотный гидроразрыв пласта, позволяют говорить о высокой эффективности технологии управляемого радиального бурения. Возможность прогнозировать траекторию канала, знание его фактической траектории в сочетании с кислотной обработкой пласта (с помощью гидромониторной насадки на значительном удалении пласта) позволяют достигать существенного прироста дебита нефти при меньшей обводненности добываемой продукции.

Ключевые слова: глубокопроникающая перфорация, радиальные каналы, управляемое радиальное бурение, радиальное вскрытие пласта.

Введение

Деятельность компании «Перфобур» направлена на разработку оборудования для радиального вскрытия пласта и оказание сервиса по увеличению добычи нефти и газа из старых низкодебитных скважин за счет бурения каналов длиной до 25 м, диаметром 69 мм, в карбонатных и терригенных коллекторах, по контролируемой траектории для преодоления зоны кольматации и установления надежной гидродинамической связи в системе скважина – пласт.

Техническая система (далее – ТС) «Перфобур» объединяет преимущества современных эффективных технологий и лишена большинства недостатков конкурентов, а именно:

- существенно увеличивает радиус дренирования добывающих скважин, помогая оптимизировать режим эксплуатации месторождения без уплотнения сетки скважин;

- применима в карбонатных и терригенных коллекторах;

- преодолевает низкопроницаемую призабойную зону;

- работает в пластах небольшой мощности (от 2,5 м);

- может применяться в пластах с близким расположением водоносных горизонтов;

- имеет управляемую траекторию с возможностью её регистрации;

- на одной отметке можно пробурить до 4 радиальных каналов по разной траектории;

- предоставляет возможность многократного входа в пробуренный канал;

- возможно комбинирование геолого-технических мероприятий, например, дополнительное проведение кислотной обработки;

- создаёт возможность работы как в вертикальных, так и в горизонтальных скважинах;

- состоит исключительно из узлов несерийного отечественного производства.

ТС «Перфобур» позволяет попадать в тонкие пласты со слабыми границами раздела, проходить через отложения пленок парафина и асфальтенов в призабойной зоне, уменьшая перепад давления в системе «ствол скважины – пласт» [1–4].

Для стимуляции карбонатных пород с близко расположенной подошвенной водой и/или газовой шапкой наиболее эффективным видится комбинирование технологии радиального бурения «Перфобур» с гидромониторной обработкой пласта кислотой. Возможность повторного входа в канал позволяет внедрять гидромониторную насадку в пробуренный канал. Гидромониторная насадка имеет 4 сопла, скорость истечения кислоты из которых составляет более 100 м/с. Помимо эффекта растворения породы дополнительно происходит намыв каверн, длина которых может достигать 1 м [5–10].

Свойства пласта

Месторождение находится в центральной части России, Республике Башкортостан, и является зрелым месторождением. На месторождении присутствуют как песчаники, так и карбонатные коллекторы. Глубина залегания нефти – от 780 м до 1830 м. На месторождении в разработке находятся 6 залежей.

Работы проводились в отложениях Башкирского яруса, представленных карбонатным типом коллектора. Разрез сильно расчленённый, с наличием подстилающей воды. Общая мощность пласта, вскрытая скважиной, составляет 12 м, в которых выделяется 3 нефтенасыщенных пропластка и 1 водонасыщенный пропласток (рис. 1). Проницаемость пласта варьируется в пределах 27–43 мДа. Пластовое давление составляет 68 атм при начальном 105 атм (65% от начального).

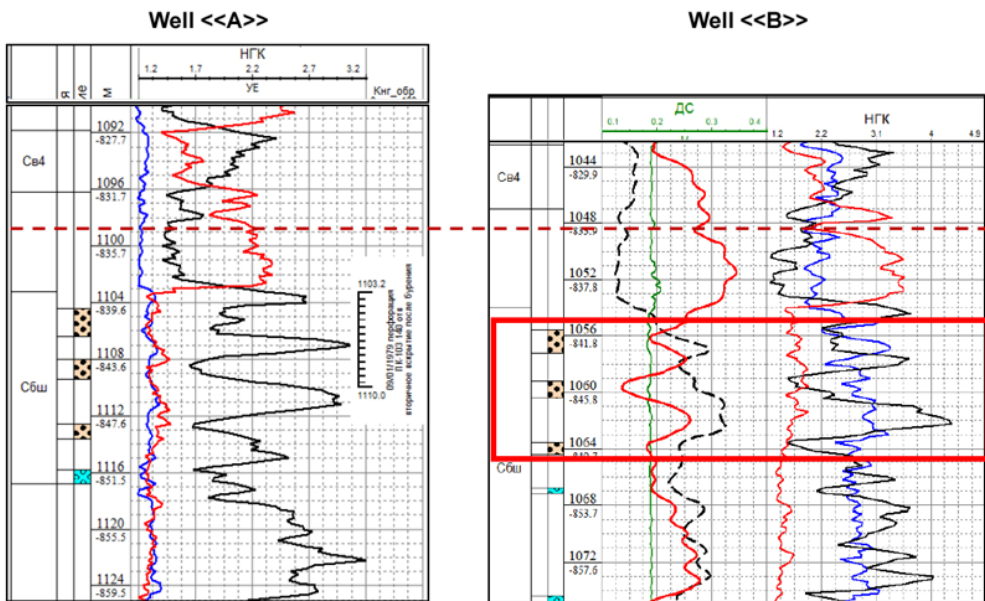


Рисунок 1. Геологический разрез в скв. А и В

Обозначения (здесь и далее):

Сбш – Башкирский ярус;

Св4 – пласт верейского горизонта;

НГК – нейтронный гамма-картаж;

ДС – диаметр скважины.

Были отобраны 2 соседние скважины с идентичными коллекторскими свойствами. Расстояние между скважинами составляет около 136 м. Эффективная нефтенасыщенная толщина в скважине А составляет 4,4 м, в скважине В – 3 м.

Геологические критерии выбора скважин для радиального вскрытия пласта приведены в табл. 1. Данные критерии являются общими, каждая скважина рассматривается индивидуально в зависимости от поставленных задач.

Таблица 1. Геологические критерии*

№	Параметры	Значение
1	Литология	карбонатный или терригенный коллектор
2	Глубина скважины	нет ограничений
3	Температура в интервале обработки, °С	до 105**
4	Мощность пласта, м	не менее 2,5***
5	Снижение пластового давления от первоначального, %	не более 65
6	Обводненность, %	не более 40
7	Расстояние до водоносного пласта, м	нет ограничений
8	Коэффициент АВПД, д. ед.	До 1,24 – до глубины 1200 м До 1,18 – ниже глубины 1200 м

* критерии являются ориентировочными. Если скважина-кандидат не удовлетворяет какому-либо критерию, она всё равно может быть рассмотрена в индивидуальном порядке.

** для работы в пластах с температурой более 105°С предусмотрено специальное исполнение с возможностью работы до 200°С.

*** наиболее оптимальными с точки зрения геологического эффекта считаются пласты мощностью от 8 м. В таких пластах будет расположено 100% длины пробуренного канала, при меньшей мощности пласта часть канала будет располагаться выше кровли пласта.

«Перфобур» – технология механического радиального бурения

Ключевым элементом технологии является техническая система в модульном исполнении, включающая ряд уникальных технических решений, позволяющих поддерживать заданную траекторию канала, в числе которых клапанный и якорные модули, специальный забойный двигатель, который создает необходимый крутящий момент для приведения в действие фрезы, прорезающей окно в обсадной колонне, или долота, бурящего канал по сверхмалому радиусу кривизны. Применяемые винтовые забойные двигатели (далее – ВЗД) – это секционные двигатели размером 43–55 мм, изготовленные по нашему техническому заданию, с улучшенными характеристиками по сравнению с серийными забойными двигателями. Они были испытаны на специальном стенде компании, доработаны и успешно применялись в скважинных работах [1, 2].

Технология позволяет пробурить сеть радиальных каналов длиной до 15 м, до 4 каналов разной траектории на одном уровне.

Конструкция технической системы «Перфобур» выполнена в модульном исполнении для удобства сборки на устье скважины. Основными элементами является толкатель, соединенный сверху с переливным клапаном, снизу – с направляющим переходником, связанным посредством автономного гидронагружателя и гибкой компоновкой труб с винтовым двигателем, шпинделем и долотом (фрезой) диаметром 69 (75) мм. В корпусе модуля установлен специальный клин-отклонитель, извлекаемый при каждой спуско-подъемной операции (далее – СПО). Модуль для бурения (фрезерования) стыкуется с якорем с помощью ориентирующей воронки (рис. 2).



Рисунок 2. Основные элементы технической системы Перфобур

Использование модульной системы «Перфобур» позволяет вскрывать продуктивный пласт без проведения подготовительных операций, включающих в себя удаление части обсадной колонны, создание цементного моста и разрушение в нем вспомогательного канала.

Сборка компоновки низа бурильных колонн (далее – КНБК) и спуск в скважину осуществляется на технологических насосно-компрессорных трубах (далее – НКТ), бурильных трубах с помощью стандартного подъемного агрегата необходимой грузоподъемности (например, А50/УПА60) или с применением оборудования гибких насосно-компрессорных труб (далее – ГНКТ).

Для противодонной безопасности используется обычное противовыбросовое оборудование, принадлежащее бригаде по ремонту скважин, предусмотренное для данного типа скважин согласно требованиям действующих нормативных документов по промышленной безопасности (далее – ПБ) в нефтегазовой промышленности (далее – НГП).

Для циркуляции бурового раствора используется стандартный вертлюг, соединенный с насосным агрегатом гибкой или жесткой линией высокого давления (определяется совместно с подрядчиком по ремонту скважин при планировании работы).

Емкостной блок мобильного исполнения предусматривает постоянное хранение бурового раствора в объеме, достаточном для проходки канала. Устанавливаются дополнительные емкости для хранения резервного объема бурового раствора в соответствии с требованиями ПБ в НГП.

Привязка компоновки по глубине и ориентация по азимуту осуществляется подрядчиками по геофизическим исследованиям скважин (далее – ГИС) с помощью стандартного геофизического оборудования. Спуск оборудования проводится на стандартном или жестком геофизическом кабеле в зависимости от конфигурации траектории скважины.

Работы по радиальному вскрытию пласта проводятся за несколько СПО для спуска и установки якоря, фрезерования окна в обсадной колонне, бурения канала, записи траектории пробуренного канала,

химической обработки или обсадки канала фильтрами.

СПО №1, спуск и ориентация якорного модуля. При спуске якорь привязывается по глубине с помощью гамма-каротажа (далее – ГК) и локатора муфты и ориентируется по азимуту. После того как якорь спущен и сориентирован, его устанавливают путем создания избыточного давления в нем.

СПО №2, фрезерование окна. Модуль для фрезерования спускается в скважину и соединяется с якорным модулем. После фрезерования окна модуль извлекается из скважины.

СПО №3, бурение канала. Буровой модуль спускается в скважину и соединяется с якорным модулем, аналогично модулю для фрезерования. После бурения канала буровой модуль извлекается из скважины.

СПО №4, инклинометрия пробуренного канала. Для записи траектории пробуренного канала используются малогабаритные геофизические приборы, спускаемые с помощью ТС «Перфобур».

СПО №5, химическая обработка внутри канала или установка фильтров. Благодаря возможности повторного входа в каналы было предложено совместить технологию радиального механического бурения с кислотной обработкой. Для этого была разработана специальная гидромониторная насадка. Она имеет 4 сопла, через которые кислота подается со скоростью более 100 м/с. После бурения канала

модуль ТС с гидромониторной насадкой спускается в скважину и стыкуется с якорным модулем. После стыковки гидромониторная насадка вводится в пробуренный канал. Кислота может закачиваться по всей длине пробуренного канала с шагом 1 м. Продолжительность закачки в каждой точке составляет 30 мин. Помимо эффекта растворения породы, дополнительно намываются каверны, которые теоретически имеют длину до 1 м. Размытые каверны имеют грушевидную форму, обращенные к пробуренному каналу [3].

СПО №4 и №5 являются дополнительными, приуроченными к опциональным операциям, выполняемым в зависимости от поставленной задачи.

Ход работ

Главными задачами при проведении работ на скважине В являлись:

- строительство двух радиальных каналов в обсаженной скважине;
- зарезка с одной отметки с расположением каналов друг напротив друга (длина каждого канала должна быть 14 м);
- подтверждение траектории пробуренного канала двумя различными приборами (инклинометрами);
- точечная закачка кислотной композиции внутри каналов.

Работы осуществлены согласно утвержденному плану работ. Для строительства канала в целевом горизонте зарезка окон осуществлена в интервале 1055,5–1064,5 м (рис. 3).

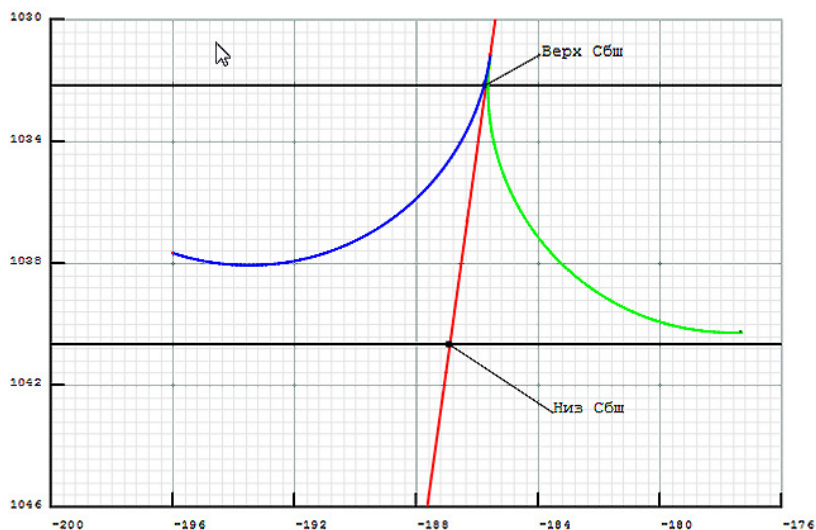


Рисунок 3. Дизайн траектории каналов

После подготовки скважины к работам первым этапом был спущен якорь. Для обеспечения точности установки по глубине произведена привязка с помощью ГК и локатора муфт, произвели ориентацию по азимуту. Фиксация якоря на глубине осуществлена ступенчатым увеличением давления в несколько приемов от 5,0 МПа до 14,0 МПа. Качество фиксации контролируется разгрузкой инструмента и выдержкой в течение 5 мин. В данной скважине разгрузку осуществили до 60 кН, изменение нагрузки свидетельствовало бы о некачественной посадке якоря. Посадка якоря осуществлена успешно.

Отсоединение мундштука от якоря произвели при натяжении колонны на 240 кН.

Следующий этап работ предполагает фрезерование окна в эксплуатационной колонне группы прочности К для последую-

щего бурения канала. Для фрезерования в скважину был спущен соответствующий модуль, в состав которого входит специальный забойный двигатель диаметром 55 мм и фреза диаметром 75 мм. Перед спуском модуля ТС «Перфобур» была подтверждена работоспособность забойного двигателя при соответствующем расходе. Процесс фрезерования «окна» занял около 10 ч при следующем режиме: дозированная нагрузка на фрезу 5,0 кН создавалась автономно гидронагружателем, расход составил 3–3,5 л/с, рабочее давление – 5,0 МПа, скорость фрезерования – около 0,07 м/ч. Контроль фрезерования осуществлялся по дифференциальному перепаду давления и нагрузки, сбор стружки осуществлялся на магнитных уловителях, установленных в приемной емкости (рис. 4).



Рисунок 4. Вынос стружки в процессе фрезерования «окна»

Перед подъемом модуля для фрезерования КНБК переведена в стартовое положение с последующим отсоединением захвата от якоря. В данном случае усилие натяжения составило 145 кН. После отсоединения от якоря был открыт переливной клапан путем сброса металлического шара и созданием давления 10,2 МПа. После подъема модуля была осуществлена разборка ТС «Перфобур» и его последующая ревизия, в результате которой отклонений выявлено не было, в т.ч. по ВЗД и фрезе. Фрезерование окна завершилось успешно.

На третьем этапе был спущен модуль для бурения. В состав модуля входит специальный многосекционный забойный двигатель диаметром 49 мм и долото типа PDC (долота истирающе-режущего дей-

ствия) диаметром 69 мм. Перед стыковкой захвата с якорем был произведен пробный запуск, показавший отсутствие неисправностей ВЗД. Бурение канала производилось при следующих режимах: расход промывочной жидкости – 2,7 л/сек, рабочее давление – 4,5–5,0 МПа, нагрузка на долото и ВЗД в интервале 2,0–6,0 кН создавалась гидронагружателем. Контроль бурения осуществлялся аналогично процессу фрезерования. Механическая скорость проходки канала длиной 14 м составила 0,93 м/ч. По завершении бурения производятся аналогичные операции по извлечению ТС «Перфобур»: перевод КНБК в стартовое положение, отстыковка от якоря с активацией переливного клапана, подъем компоновки, извлечение из скважины

разборка ТС «Перфобур» и ее ревизия. Бурение канала завершилось успешно, оборудование отработало в штатном режиме. Все работы производились в технической воде плотностью 1,02 г/см³ [1].



Рисунок 5. Состояние компоновки ТС «Перфобур» для бурения после канала длиной 14 м (следы нефти на буровом модуле)

После бурения радиального канала в скважину спускается модуль для инклинометрии, аналогичный предыдущему модулю, в котором исключены ВЗД и долото; труба заменена на немагнитную, на конце которой смонтирован инклинометр. Путем аналогичных операций модуль стыкуется, КНБК подается в полость канала. Траектория канала записывается в нескольких точках с шагом в 1 м. На данной скважине запись фактической траектории каналов проводилась приборами TWIN GYRO (гироскопический) (табл. 2) на первом канале и КВАРЦ-36 на втором (табл. 3).

Таблица 2. Данные, полученные при замере траектории первого канала гироскопическим инклинометром TWIN GYRO

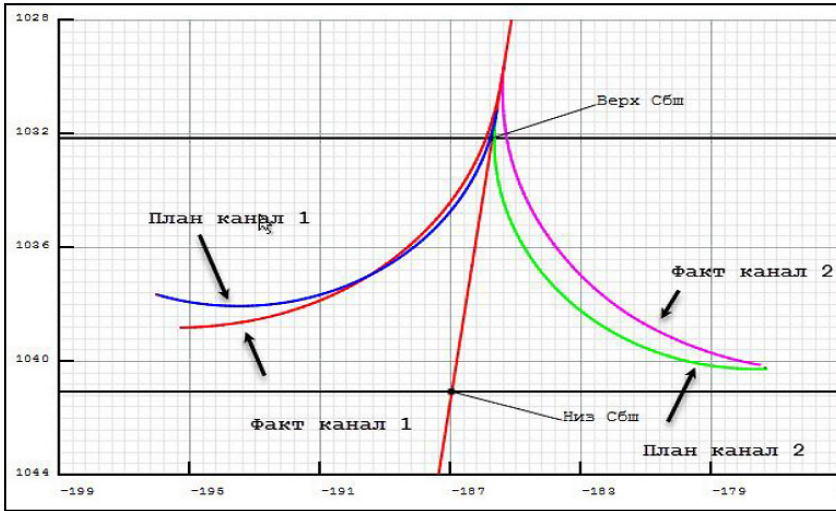
Комментарий	Глубина м	Зенитный угол гр	Азимут гр	Глубина по вертикали м	Абсолютная глубина м	Координата X, + сев - юг м	Координата Y, + вост - зап м	Азимут отхода гр	Отход м
Замер в стартовом положении	1054.5	11.49	294.49	1031.18	840.79	-48.94	-185.59	255.23	191.94
	1055.5	16.29	289.54	1032.15	841.76	-48.85	-185.82	255.27	192.13
	1056.5	21.68	282.57	1033.1	842.71	-48.77	-186.13	255.32	192.41
	1057.5	27.43	277.32	1034	843.61	-48.7	-186.54	255.37	192.79
	1058.5	33.23	272.58	1034.87	844.48	-48.65	-187.04	255.42	193.26
	1059.5	39.15	268.73	1035.67	845.28	-48.65	-187.63	255.46	193.83
	1060.5	45.02	265.76	1036.42	846.03	-48.68	-188.3	255.5	194.49
	1061.5	50.3	264.09	1037.09	846.7	-48.75	-189.04	255.54	195.22
	1062.5	56.9	262.6	1037.68	847.29	-48.84	-189.83	255.57	196.02
	1063.5	62.84	260.07	1038.18	847.79	-48.97	-190.69	255.6	196.88
	1064.5	68.78	258.06	1038.59	848.2	-49.15	-191.58	255.61	197.79
	1065.5	74.3	255.63	1038.91	848.52	-49.36	-192.51	255.62	198.73
	1066.5	79.95	253.13	1039.13	848.74	-49.62	-193.45	255.61	199.71
	1067.5	84.2	251.1	1039.27	848.88	-49.93	-194.39	255.6	200.7
Окончательный забой	1068.5	92.3	250.2	1039.3	848.91	-50.26	-195.33	255.57	201.69

Таблица 3. Данные, полученные при замере траектории второго канала инклинометром КВАРЦ-36

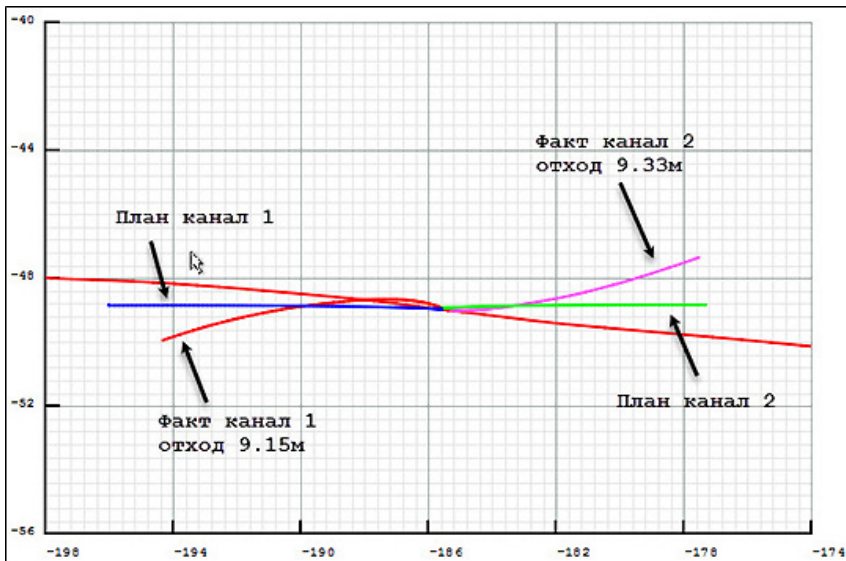
Комментарий	Глубина м	Зенитный угол гр	Азимут гр	Глубина по вертикали м	Абсолютная глубина м	Координата X, + сев - юг м	Координата Y, + вост - зап м	Азимут отхода гр	Отход м
Замер в стартовом положении	1053.5	3.31	359.15	1030.2	839.81	-49	-185.39	255.2	191.75
	1054.5	3.3	94.7	1031.2	840.81	-48.97	-185.36	255.2	191.72
	1055.5	9.2	105.73	1032.19	841.8	-48.99	-185.25	255.19	191.62
	1056.5	15.2	92.91	1033.17	842.78	-49.02	-185.05	255.16	191.43
	1057.5	21.4	88	1034.12	843.73	-49.02	-184.73	255.14	191.13
	1058.5	27.2	85.3	1035.03	844.64	-49	-184.32	255.11	190.72
	1059.5	33.7	83.5	1035.89	845.5	-48.95	-183.82	255.09	190.22
	1060.5	38.8	80.9	1036.7	846.31	-48.87	-183.23	255.07	189.64
	1061.5	45.1	79.9	1037.44	847.05	-48.75	-182.57	255.05	188.97
	1062.5	50.9	79.2	1038.11	847.72	-48.62	-181.84	255.03	188.23
	1063.5	58.1	75.9	1038.69	848.3	-48.44	-181.05	255.02	187.42
	1064.5	63.4	75.1	1039.18	848.79	-48.22	-180.2	255.02	186.55
	1065.5	68.6	72.4	1039.58	849.19	-47.97	-179.33	255.02	185.63
	1066.5	73.7	71.9	1039.91	849.52	-47.68	-178.43	255.04	184.69
Окончательный забой	1067.5	79	70	1040.14	849.75	-47.36	-177.51	255.06	183.72

В результате измерения данных инклинометром TWIN GYRO и КВАРЦ-36 построены траектории пробуренных ка-

налов в сравнении с запланированными (рис. 6).



а) вид сбоку



б) вид сверху

Рисунок 6. Траектории пробуренных каналов на основании данных с гироскопа TWIN GYRO (№ 1) и инклинометра КВАРЦ-36 (№ 2): а) вид сбоку и б) вид сверху

Затем в той же последовательности был пробурен второй канал. Процесс фрезерования второго «окна» занял около 6,5 ч. Бурение второго канала длиной 14 м заняло около 12 ч.

Следующим шагом было выполнение кислотной обработки пробуренных каналов соляной кислотой с концентрацией

15%, в каждый канал было закачено порядка 24 м³ кислоты. Модуль с гидромониторной насадкой был спущен на глубину 1056 м и состыкован с якорем с последующей проверкой фиксации КНБК путем разгрузки и натяжения инструмента на 10 кН. Согласно нормам и правилам нагнетательная линия «агрегат – скважина» пе-

ред проведением соляно-кислотной обработки (далее – СКО) была опрессована на полуторакратное давление 12,0 МПа. Расход во время закачки составил 5–5,5 л/с при давлении до 8,0 МПа с циркуляцией через приемную емкость, с периодической выдержкой времени на реакцию кислоты с породой. Закачка кислоты производилась в двух точках внутри пробуренных каналов. После СКО первого канала КНБК была переведена в стартовое положение, и была выполнена отстыковка захвата от якоря при усилии 165 кН. Далее была произведена активация переливного клапана

давлением 6,5 МПа и подъем компоновки. Затем аналогичным образом производили СКО продувку второго канала.

Кислотный гидроразрыв пласта (далее – КГРП) был проведен на скважине А. Перфорирован интервал 1103–1110 м. Нефтенасыщенный пласт в интервале 1112,5–1113,5 м не перфорировался для минимизации рисков прорыва в подстилающую воду. В процессе гидроразрыва (далее – ГРП) закачено 40 м³ 15% HCl. Согласно модели длина трещины составила около 40 м, общая высота – 19,6 м (рис. 7).

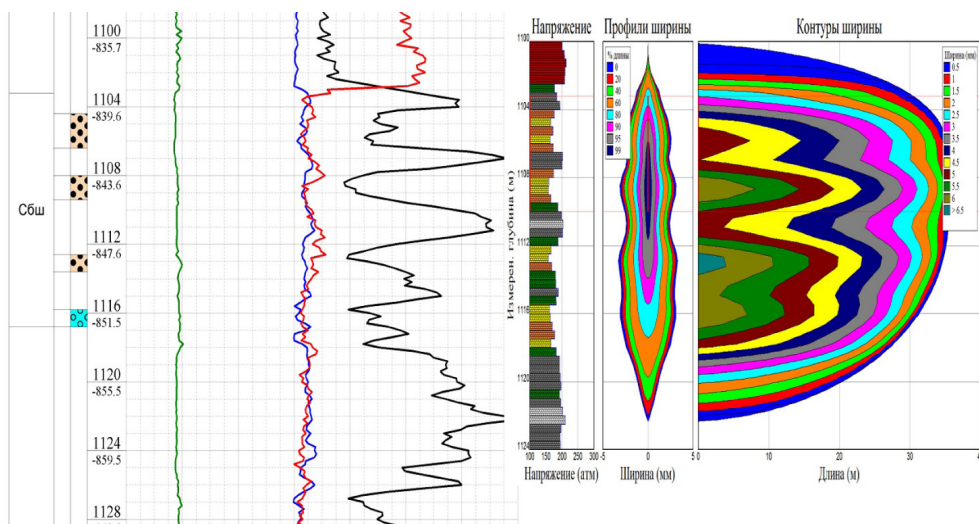


Рисунок 7. Геометрия трещины

Результаты

Скважина с проведенным кислотным ГРП была запущена в работу со следующими параметрами: Qж – 14 м³/сут, Qн – 9 т/сут, обводненность – 28%. Данные значения параметров работы скважины соответствуют средним показателям после кислотного ГРП в регионе. Сква. В после механического радиального бурения и кислотной обработки введена в эксплуатацию со следующими параметрами: Qж –

51 м³/сут, Qн – 41 т/сут, обводненность – 11%. Сопоставив полученные результаты по скважинам можно отметить, что после радиального бурения Qж в 3,6 раза выше, обводненность в 2,5 раза меньше, чем после КГРП [5].

Низкая обводненность свидетельствует об отсутствии прорыва в водонасыщенный пропласток при радиальном бурении каналов, что вероятно произошло при кислотном ГРП (рис. 8).

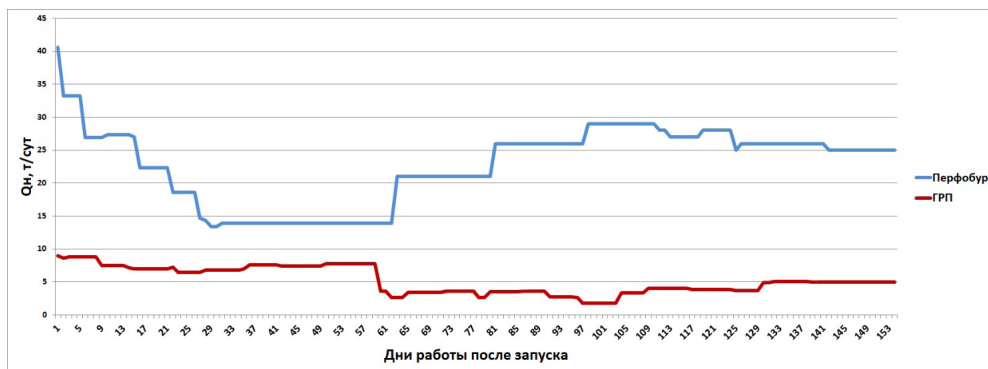


Рисунок 8. Режим работы скважин

Заключение

Технология радиального вскрытия пласта системой «Перфобур» в коллекторах с карбонатными породами в совокупности с кислотной обработкой через гидромониторную насадку имеет высокую эффективность.

Закачка кислоты на значительном расстоянии – до 10 м от основного ствола, возможность локального воздействия на пласт в любой точке канала с известной траекторией являются основными преимуществами, сводящими к минимуму риск прорыва в водо- и газонасыщенные пропластки.

Также возможна закачка других химических композиций для обработки скважин

с различными проблемами, например, тяжелой нефтью и др.

Сравнение полученных результатов на скважинах с идентичными геологическими условиями показало высокую эффективность радиального вскрытия пласта, проведенного на скважине В, – более чем в 2,5 раза при меньшей обводненности, а именно: по скважине В – 10%, по скважине А – 28%.

К моменту написания статьи компанией ООО «Перфобур» были проведены более 30 успешных скважинных операций в карбонатных и терригенных коллекторах на промыслах ПАО «НК «Роснефть», ПАО «НК «Лукойл», ПАО «Татнефть», ООО «Нократойл», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Новатэк».

Список использованной литературы

1. Lyagov I.A., Baldenko F.D., Lyagov A.V., Yamaliev V.U., Lyagova A.A. UDK 622.243.92 «Methodology for calculating technical efficiency of power sections in small-sized screw down-hole motors for the «Perfobur» system». – Записки Горного института, 2019, т. 240, с. 508-514. DOI: 10.31897/PMI.2019.6.508.
2. Лягов А.В., Лягов И.А., Сулейманов И.Н. Антивибрационные – стабилизирующие компоновки бурильной колонны для технической системы «Перфобур». – Socar Proceedings, 2020, выпуск 4, с. 024–032.
3. Lyagov I.A., Vasilev N.I, Reich M., Mezzetti M. Analytical research and experimental tests on the technology for drilling small diameter channels with small radius of curvature. – Oil Gas European Magazine, 2014, 40(3), p. 124–129.
4. Lyagov A.V., Malikov E.L., Kuznetsova N.Yu., Shamov N.A., Lyagova M.A., Simonov A.S. Sovershenstvovanie tekhnologii vtorichnogo vskrytiya i osvoeniya skvazhin (Improving the technology of the secondary opening and development of wells). – Neftegazovoe delo. Oil and Gas Business, 2011, Issue 6, pp. 160 – 173. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Lyagov/Lyagov_3.pdf.
5. Bashirov A., Lyagov I., Lyagov I. Combination Of Radial Drilling Technology With Acid Jetting: New Approach In Carbonate Reservoir Stimulation. – 2020 Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, SPE-202661-MS.
6. Лягов И.А., Лягов А.В., Сулейманов И.Н., Качемаева М.А. Создание технической системы «Перфобур» и исследование её работоспособности в сильно искривленном

канале при вынужденных продольных колебаниях. – Нефтегазовое дело, 2015, №5, с. 45-105.

7. Лягов А.В., Лягов И.А. Выбор допустимых радиусов кривизны скважин сверхмалого диаметра (каналов) для технической системы «Перфобур». – Экспозиция Нефть и Газ, 2014, №6, с.47–52.

8. Лягов И.А. Анализ результатов промысловых испытаний технической системы «Перфобур». Аналитический синтез базовых узлов «Перфобура» повышенной надежности для бурения сверхдлинных каналов по прогнозируемой траектории. – Нефтегазовое дело, 2014, №1, с. 52–76.

9. Lyagov I.A. Bottomhole Formation Zone Completion through Ultra Deep Multibranch Channels: Experimental Research of a New Technology. – In Mine Planning and Equipment Selection Proceedings of the 22nd MPES Conference. Dresden: Springer International Publishing, 2014, p. 1221–1229.

10. Лягов И.А., Губайдуллин А.Г., Лягов А.В., Попов А.Н. Прогнозирование рисков заклинивания для исключения возможности прихватов технической системы «Перфобур» при бурении разветвленных каналов в терригенных коллекторах. – Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов, 2019, 330(10), с. 126–136.

ПЕРФОБУР ТЕХНИКАЛЫҚ ЖҮЙЕСІ КӨМЕГІМЕН РАДИАЛДЫ БҰРҒЫЛАУ АРҚЫЛЫ АРНАЛАР ЖАСАП, ӨТКІЗГІШ-ҚАБАТТАРДАҒЫ АҒЫНДЫ КҮШЕЙТУГЕ БАҒЫТТАЛҒАН БАСҚАРМАЛЫ ЖӘНЕ ТЕРЕҢАУҚЫМДЫ ПЕРФОРАЦИЯЛАУ ТЕХНОЛОГИЯСЫ

А.И. Баширова, И.Р. Галас, И.А. Лягов, М.Ф. Назыров

Бұл мақалада диаметрі 69 мм-ге дейін ұзындығы 25 м өлшемдегі арналарды радиалды бұрғылау арқылы терең арналар жасауға, соның көмегімен ағынды күшейтуге мүмкіндік беретін "Перфобур" техникалық жүйесі негізінде жасақталған перфорациялау технологиясы ұсынылған.

Бұл технология алғаш рет әртүрлі қасиеттерімен айрықшаланатын, жер асты суларының жақын орналасқан Башқұрт ярусының карбонатты өткізгіш-қабатында жүзеге асырылды.

Коллекторлық қасиеттері ұқсас болатын жақын маңда орналасқан қышқылды гидрожарылыс (ҚГЖ) жасалған жақын маңдағы көршілес ұңғыма таңдалды. "А" ұңғымасында қышқылды пайдаланып гидрожарылыс өткізілді, ал "В" ұңғымасында Перфобур технологиясын пайдаланып, әрқайсысының ұзындығы 14 м екі бағыттағы каналдар бұрғыланды. "В" ұңғымасындағы каналдар бұрғылағаннан кейін екі нүктеден арнайы гидромониторлық саптаманың көмегімен тұз қышқылы ерітіндісі айдалды. "В" ұңғымасына айдалған қышқыл ерітіндісінің жалпы көлемі 48 м3 құрады.

ҚГЖ жүргізілген ұңғымамен салыстыра келе, "В" ұңғымасынан алынған нәтижелер негізінде, басқарылатын радиалды бұрғылау технологиясының жоғары тиімді екенін баяндауға болады. Бұл технологияның көмегімен арнаның траекториясын болжап, оның нақты траекториясын анықтау мүмкіндігін береді. Сонымен қатар, гидромониторлық саптаманы қолдана отырып, резервуарды қышқылмен өңдеу арқылы, едәуір қашықтықта орналасқан мұнай шоғырының аз сулануын қамтамасыз етеді және мұнай өнімділігінің айтарлықтай өсуіне қол жеткізуге мүмкіндік беретінін атап өтуге болады.

Түйін-сөздер: терең ену перфорациясы, радиалды арналар, басқарылатын радиалды бұрғылау, қабаттарды радиалды ашу.

CONTROLLED DEEP PERFORATION BY RADIAL DRILLING OF CHANNELS WITH THE "PERFOBUR" TECHNICAL SYSTEM TO INTENSIFY THE RESERVOIR INFLOW

A.I. Bashirov, I.R. Galas, I.A. Lyagov, M.F. Nazyrov

The paper presents a technology for controlled deep penetrating perforation using the Perfobur technical system to intensify inflow by drilling radial channels 69 mm in diameter, up to 25 metres in length. This technology was first applied to a carbonate reservoir in the Bashkirian tier, characterised by high heterogeneity and close proximity of bedrock water.

An adjacent well, close to the acid fracture well, with identical reservoir properties, was selected. Well "A" was acid fractured and well "B" was drilled using Perfobur technology with two directional channels, each 14 metres in length. In well "B", after drilling the channels, hydrochloric acid solution was injected through a special hydromonitor nozzle at two points. A total of 48 m³ of acid was injected into the "B" well.

Comparing the results of well "B" with the well where the hydrofracturing was performed allow speaking about high efficiency of the controlled radial drilling technology. The ability to predict the channel trajectory, knowledge of its actual trajectory in combination with acid treatment of the reservoir using hydromonitor nozzle at a considerable distance from the reservoir allows achieving a significant increase in oil flow rate with lower water cut of the produced oil.

Key words: deep penetrating perforation, radial channels, controlled radial drilling, radial stimulated completion.

Информация об авторах

Баширов Айрат Ильдарович – руководитель геологической службы, abashirov@perfobur.com.

Галас Илья Ростиславович – директор по развитию бизнеса, galas@perfobur.com.

Лягов Илья Александрович – канд. техн. наук, генеральный директор, ilyagov@perfobur.com.

Назыров Марат Фарисович – менеджер по управлению проектами, mkozyrov@perfobur.com.

ООО «Перфобур», г. Москва, Россия

УДК 622.276.6

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТЕНГРИ

А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев, А.А. Ергалиев, А.М. Рахметуллин

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 значений коэффициентов извлечений нефти. В настоящее время технологии, обеспечивающие высокую эффективность разработки таких месторождений, весьма затратны. Рассмотрен опытный участок разработки мелового горизонта месторождения Тенгри, разбуренного вертикальными скважинами согласно действующему проектному документу. Сопоставлены средние характеристики параметров работы горизонтальных скважин и предложены мероприятия по повышению эффективности дальнейшей эксплуатации данных скважин.

Ключевые слова: горизонтальная скважина, высоковязкая нефть, терригенный коллектор, коэффициент извлечения нефти.

Анализируемый объект

Анализируемое месторождение Тенгри находится в разработке с 1998 г. Закачка попутно-добываемой воды началась в 2000 г. Средний дебит нефти за последние 5 лет находится на стабильном уровне 3 т/сут при средней обводненности 83%. Действующим проектным документом на разработку месторождения было выделено 6 эксплуатационных объектов. В данной статье будет рассмотрены только II и III объекты разработки.

С момента утверждения проектного документа данные объекты разбурены по сетке 100 x 100, в общей сложности пробурено более 400 скв., выполнено более 1500 мероприятий, основанных на различных физических принципах воздействия, однако в большинстве случаев эффект от

геолого-технических мероприятий оказывался незначительным и непродолжительным.

По II и III объектам рассчитаны потенциальные коэффициенты извлечения нефти (далее – КИН): состояние выработки запасов нефти по данным объектам близко к начальному. Осложняющим фактором является высокая вязкость нефти. В этой связи наиболее предпочтительны технологии на основе термического (закачка горячей воды, закачка пара) и физико-химического (закачка воды с полимером) воздействий. Также необходимо дальнейшее разбуривание неохваченных выработкой участков залежи, а также проведение мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Таблица 1. Прогнозные вовлеченные в разработку запасы нефти и КИН по объектам

Наименования метода	Запасы нефти, тыс. т			КИН, д. ед.				Накопленная добыча нефти, тыс. т
	геологические	извлекаемые	вовлеченные	остаточные	утвержденный	текущий	потенциальный	
II объект								
Метод Назарова-Сипачева	10057	3379	796,6	2582,42	0,336	0,066	0,079	660,3
Метод Максимова М.И.	10057	3379	748,7	2630,29	0,336	0,066	0,074	660,32
Метод Сазонова Б.Ф.	10057	3379	920,7	2458,26	0,336	0,066	0,092	660,32
Метод Камбарова Г.С.	10057	3379	784,2	2594,76	0,336	0,066	0,078	660,32

Наименования метода	Запасы нефти, тыс. т			КИН, д. ед.				Накопленная добыча нефти, тыс. т
	геологические	извлекаемые	вовлеченные	остаточные	утвержденный	текущий	потенциальный	
III объект								
Метод Назарова-Сипачева	10413	2745	954,0	1791,03	0,264	0,080	0,092	837,52
Метод Максимова М.И.	10413	2745	1110,6	1634,42	0,264	0,080	0,107	837,52
Метод Сазонова Б.Ф.	10413	2745	1119,2	1625,76	0,264	0,080	0,107	837,52
Метод Камбарова Г.С.	10413	2745	1018,4	1726,59	0,264	0,080	0,098	837,52

Текущее состояние разработки горизонта alb3

II объект состоит из горизонта alb3, который характеризуется высокой вязкостью нефти – 179,3 мПа*с, средней нефтенасыщенной толщиной 10,2 м, проницаемостью коллектора по керну 1,4 мкм², плотностью нефти – 0,909 г/см³, малопарафиностастью (0,66%) и малосернистостью (0,32%) нефти.

Аномалии вязкости существенно влияют на низкие показатели эксплуатации добывающих скважин. Причинами являются следующие факторы: неравномерное вытеснение нефти водой и более стремительное обводнение добывающих скважин. Из-за высокой вязкости нефти проектный КИН на данном объекте всего 0,336 д. ед., при текущем КИН 0,066 д. ед.

II объект вступил в промышленную эксплуатацию в 2000 г. Накопленная добыча по горизонту составляет 657,7 тыс. т, что составляет 10% от всей накопленной добычи по месторождению. Выработка запасов по объекту за более чем 15 лет разработки составляет 27,2%, что приводит к необходимости изменения подхода к разработке. Остаточные геологические запасы – более 12 млн т.

Средний дебит по нефти составляет 1,1 т/сут. В целом обводненность составляет 85%. Поддержание пластового давления (далее – ППД) на данном объекте реализуется с 2002 г. История изменения показателей с момента ввода эксплуатации горизонта иллюстрирована на рис. 1.

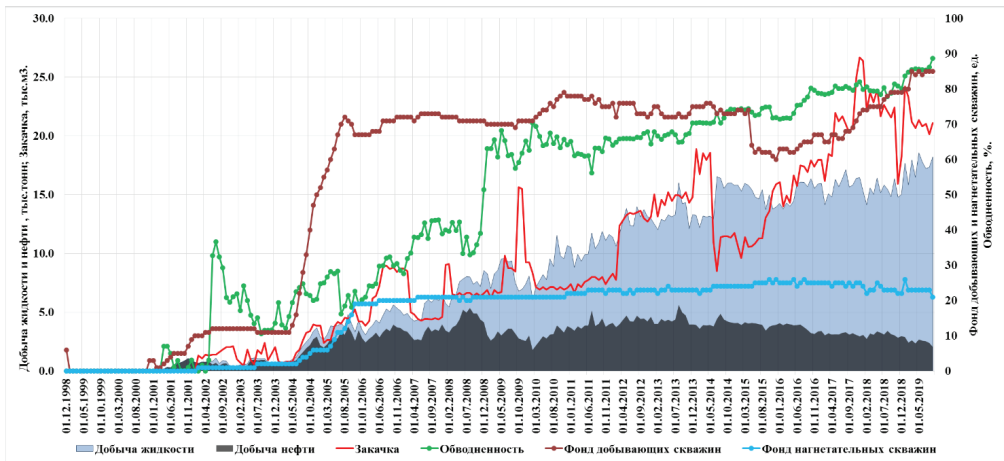


Рисунок 1. График динамики показателей разработки горизонта alb3

Объем накопленной закачанной воды составил 2019 тыс. м³, из них 110,8 тыс. м³ закачано в 2019 г. Среднемесячная закачка составляет 7 тыс. т, добыча жидкости – 10 тыс. т. Вследствие последующего

увеличения приемистости нагнетательных скважин среднемесячная закачка в текущем году достигла 22 тыс. т, отборы по жидкости составили 15 тыс. т. При этом добыча нефти снизилась с 4 тыс. т до 3 тыс. т.

Традиционные методы не способствуют полной выработке горизонта.

Начальное пластовое давления составило 2,1 МПа. По динамике изменения добычи, закачки и давления видно, что с 2013 г. пластовое давление повысилось до 1,7 МПа при стабильной добыче жидкости. Далее при увеличении объема закачки от-

бор жидкости увеличился, при этом добыча нефти и текущее пластовое давление стабилизировались за последние 3 года на уровне начального, отклонение 0,4 МПа.

Низкий отбор жидкости добывающих скважин на горизонте alb3 не связан с энергетическим состоянием пласта.

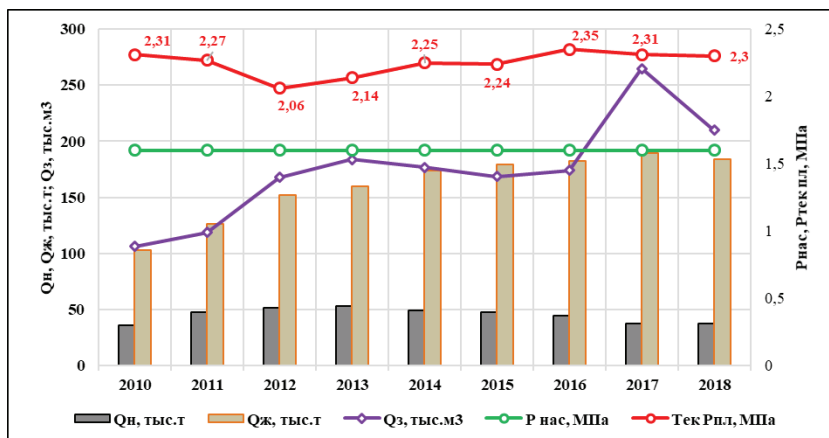


Рисунок 2. График динамики изменения добычи, закачки и давления горизонта alb3

Текущее состояние разработки горизонта alb4

III объект состоит из горизонта alb4, который характеризуется вязкостью нефти 102,6 мПа^с, средней нефтенасыщенной толщиной 2,3 м, проницаемостью коллектора по керну 0,149 мкм², плотностью нефти 0,894 г/см³, малопарафинистостью (0,71%) и малосернистостью (0,25%) нефти. При проектном КИН, равном 0,264 д. е., текущий КИН за 18 лет разработки равен 0,08 д. е.

Разработка объекта III осуществляется с 2000 г. Всего за весь период разработки добыто 833,8 тыс. т нефти. Отбор от начальных извлекаемых запасов оценивается в 40% при текущем обводнении 84%. Средний дебит нефти за последний год составлял 1,5 т/сут. Организация системы ППД осуществляется с 2000 г. Объем накопленной закачки воды 2820,2 тыс. м³, из которого 115,5 тыс. м³ закачано в текущем году.

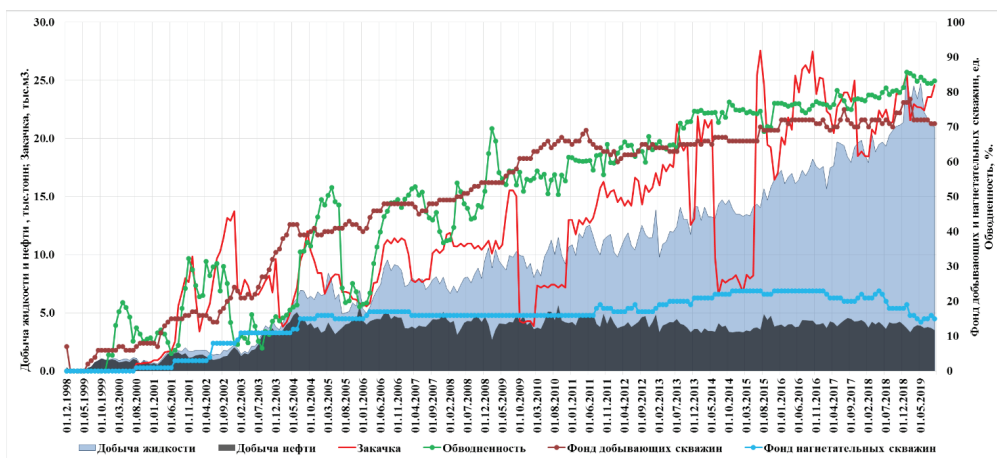


Рисунок 3. График динамики показателей разработки горизонта alb4

Начальное пластовое давление равно 2,6 МПа. По динамике видно, что пластовое давление повысилось с 2,25 МПа в 2012 г. до 2,55 МПа в 2015 г. с увеличением объема закачки и отбора жидкости.

При дальнейшем росте закачки отмечается стабилизация текущего пластового давления на уровне начального, где добыча жидкости незначительно увеличилась, а добыча нефти постепенно снизилась.

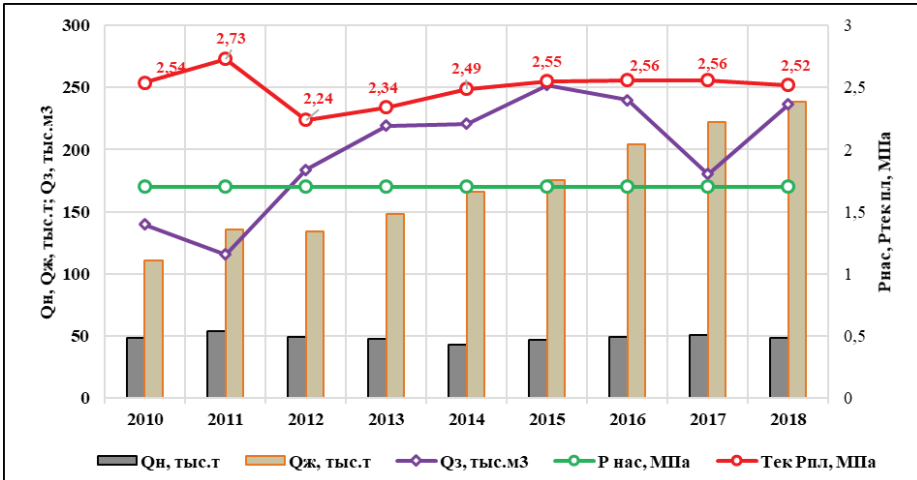


Рисунок 4. График динамики изменения добычи, закачки и давления горизонта alb4

Бурение горизонтальных скважин

Горизонтальные скважины, увеличивая дебит нефти или газа, повышают коэффициент нефтеотдачи пласта. Бурение не единичных скважин, а полноценной сети горизонтальных скважин способствует получению наибольшего эффекта. Таким образом достигается параллельно-струйная фильтрация жидкости в пласте вместо радиальной, что обычно происходит при бурении вертикальных скважин. При бурении вертикальным способом образуются зоны с недренируемой нефтью.

Преимущества технологии:

- повышается дебит скважин в результате увеличения поверхности фильтрации и зоны дренирования;
- снижается эксплуатационный фонд;
- оптимальная разработка месторождения;
- повышается коэффициент нефтеизвлечения углеводородов в результате создания более интенсивной фильтрации флюида, особенно в залежах с повышенной неоднородностью;

- снижается обводненность продукции.

Недостатки технологии:

- увеличение общей проходки по каждой скважине;
- повышение стоимости метра скважины;
- дебит горизонтальной скважины намного меньше, чем вертикальной такой же длины;

По сравнению с вертикальной скважиной продуктивность горизонтальной скважины снижается быстрее, несмотря на это, добыча за 4–6 лет повышается не менее чем в 2 раза.

На месторождении Тенгри в 2019 г. были пробурены первые две горизонтальные скважины на юрские отложения. Вязкость нефти в пластовых условиях юрских отложений находится в пределах 30 мПа*с. Обе скважины считаются успешными. Дебит нефти превышает плановый дебит как минимум в 2 раза. Далее можно увидеть динамику добычи обеих скважин с момента ввода в эксплуатацию.

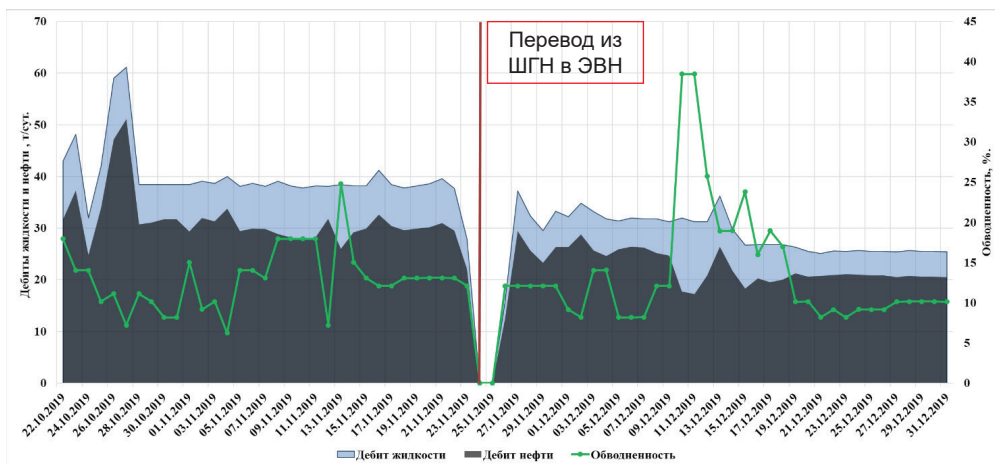


Рисунок 5. График динамики добычи скважины ГС-1

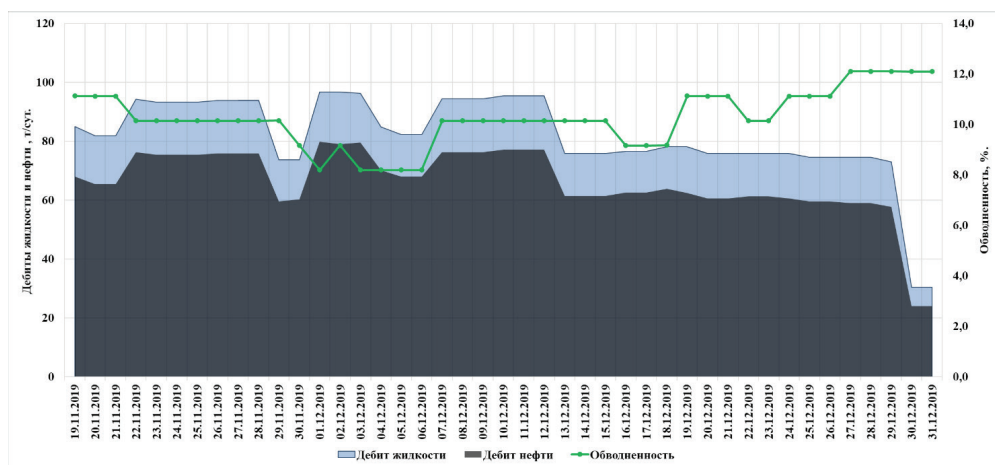


Рисунок 6. График динамики добычи скважины ГС-2

В связи с успешностью обеих горизонтальных скважин было рассмотрено бурение на горизонтах с более высокой вязкостью нефти. Рассмотрение эффективности бурения горизонтальных скважин для увеличения нефтеотдачи предопределили направление исследований данной работы.

Оценка эффективности бурения горизонтальных скважин для горизонта alb3

Расчеты по оценке эффективности разработки горизонтов при помощи горизонтальных скважин проводились на проектной скважине, проложенной в гидродинамической модели. Гидродинамическая модель строится, основываясь на геологической модели, учитывает геолого-физические и технологические факто-

ры. Сопоставляя расчетные и фактические показатели разработки, параметры дополняются, приводя к окончательной версии, на которой в дальнейшем производятся прогнозные расчеты.

При адаптации истории было установлено, каким способом индивидуальные особенности модели воздействуют на дальнейшие показатели разработки. Для этого модель адаптировалась по сходимости динамики пластового давления при контроле по добыче жидкости, при достижении достаточной сходимости контроль вводился по добыче нефти.

Для каждой скважины был создан входной исторический файл, который содержит всю необходимую информацию (интервал перфорации, связь с координатной сеткой (x, y, z), внутренний диаметр колонны и т.д.). Для анализа качества

настройки показателей работы скважин на период истории проведено сравнение накопленной добычи нефти, воды, жидкости с историческими данными. Критерием настройки служил коридор +/-15% от исторических значений накопленной добычи нефти. По меловым горизонтам при высокой проницаемости закачиваемая вода не достигала добывающих скважин, тем временем не поддерживая давление в скважинах, переходя в другие части пласта.

При проведении прогнозных расчетов необходимо поставить контроль по одному из показателей разработки, т.е. по дебиту

жидкости, нефти, по забойному давлению и т.д. Остальные параметры изменяются, придерживаясь контрольного параметра. Расчеты проведены по 2 скважинам: HW-I (целевой горизонт – alb3), HW-II (целевой горизонт – alb4).

По горизонту alb3 была заложена 1 проектная горизонтальная скважина. Траектория скважины проходит в центральной части залежи и охватывает участок с высокой плотностью остаточных запасов. Скважина вскрыла целевой горизонт на глубине 241 м (-127 м) и простирается на 260 м по горизонту.

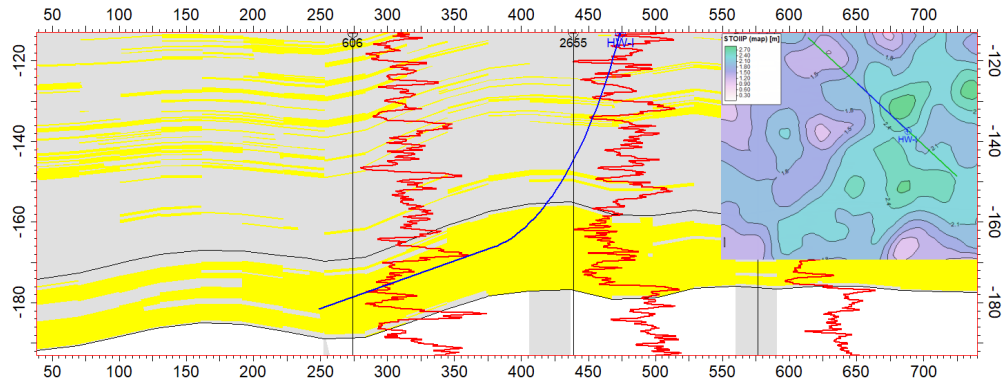


Рисунок 7. Профиль куба литологии

Расчет прогнозных показателей был проведен на гидродинамической модели, которая была обновлена в 2019 г. Были проведены 2 расчета.

В первом расчете был поставлен контроль по жидкости 25 м³/сут. Накопленная добыча нефти составляет выше 19 тыс. м³ за более 15 лет разработки.

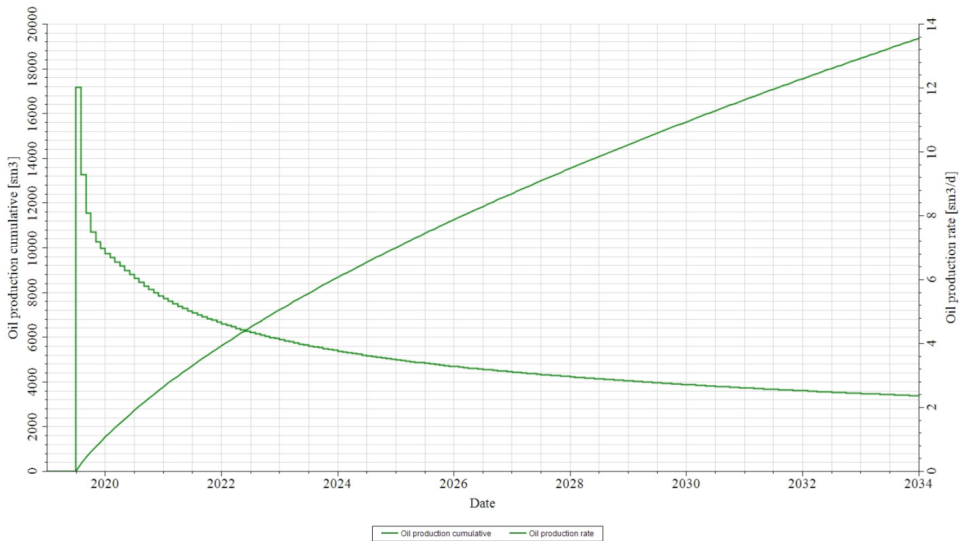


Рисунок 8. Динамика накопленной добычи нефти и дебита нефти в условиях контроля по жидкости 25 м³/сут

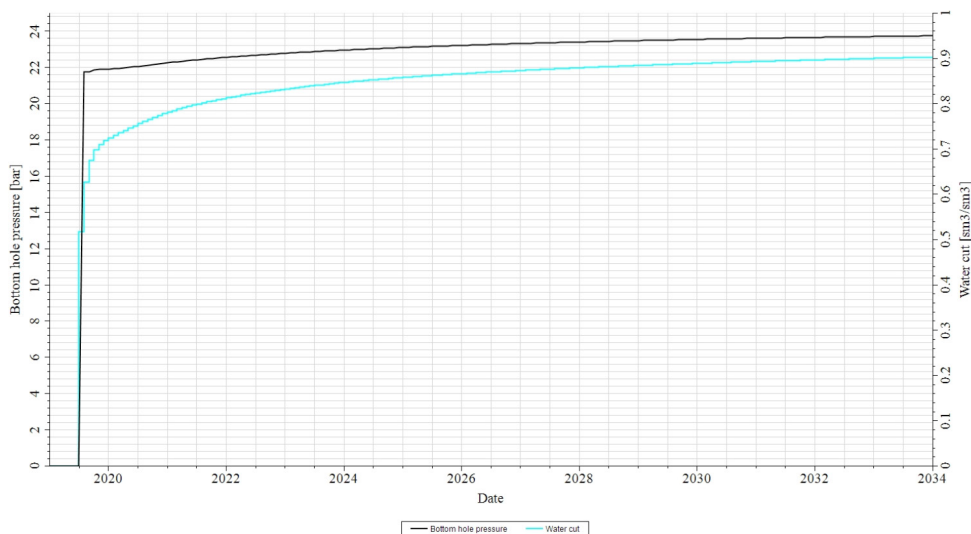


Рисунок 9. Динамика забойного давления и обводненности в условиях контроля по жидкости 25 м³/сут

Во втором расчете контроль был поставлен по забойному давлению 15 бар.

Накопленная добыча нефти за более 15 лет составляет выше 60 тыс. м³.

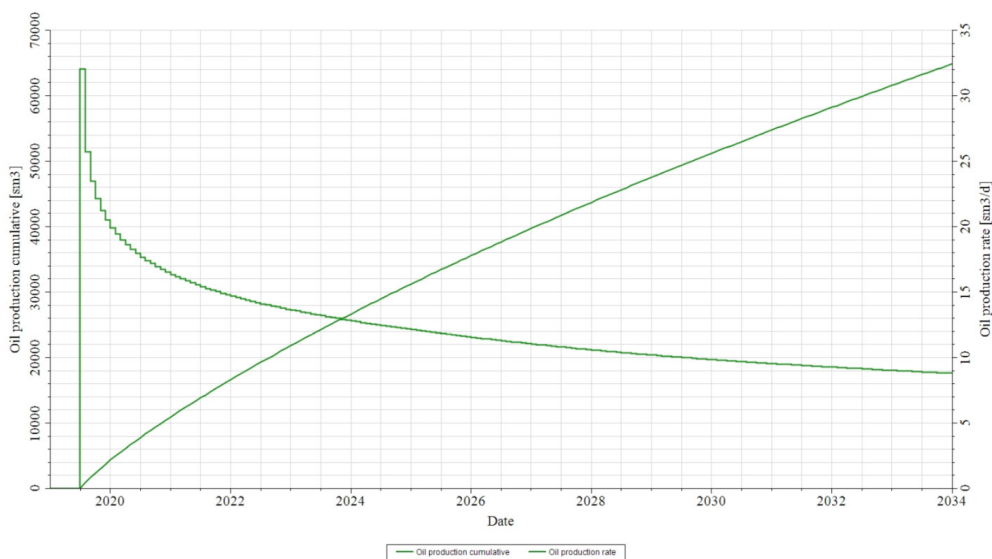


Рисунок 10. Динамика накопленной добычи нефти и дебита нефти в условиях контроля по забойному давлению 15 бар

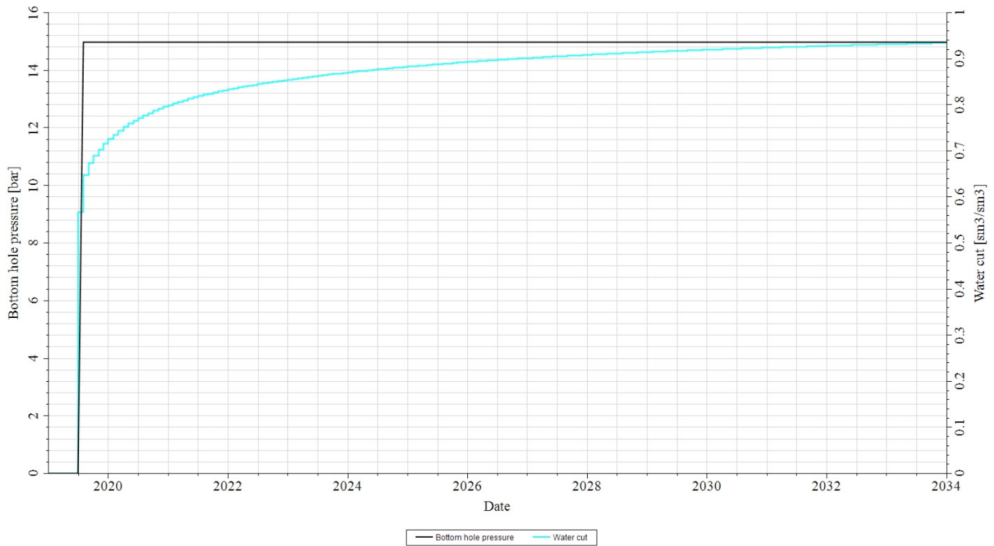


Рисунок 11. Динамика забойного давления и обводненности в условиях контроля по забойному давлению 15 бар

Оценка эффективности бурения горизонтальных скважин для горизонта alb4

По горизонту alb4 перед проведением расчета на модели была заложена горизонтальная скважина.

Скважина вскрыла целевой горизонт на глубине 347 м (-208 м), и длина горизонтальной секции скважины более 200 м.

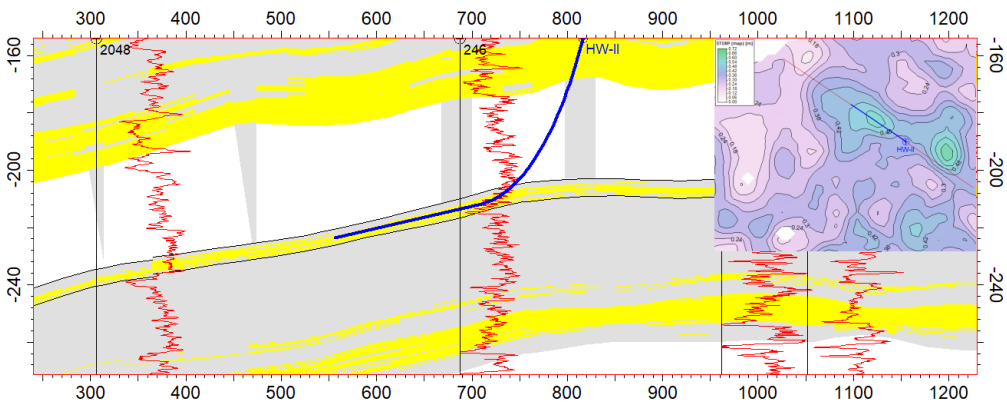


Рисунок 12. Профиль куба литологии

По данной скважине были проведены несколько расчетов. В первом расчете контроль был поставлен по забойному давлению 14 атм, т.е. расчет был проведен при

условии, что забойное давление не будет ниже давления насыщения.

По результатам расчета накопленная добыча нефти составляет выше 30 тыс. м³ за 15 лет эксплуатации.

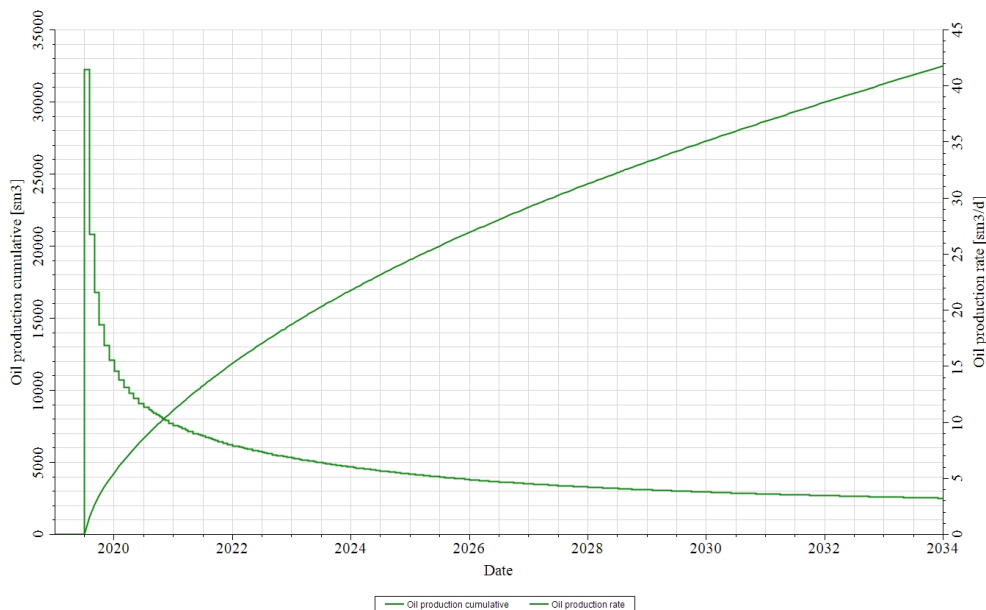


Рисунок 13. Динамика накопленной добычи нефти и дебита нефти в условиях контроля по забойному давлению 14 бар

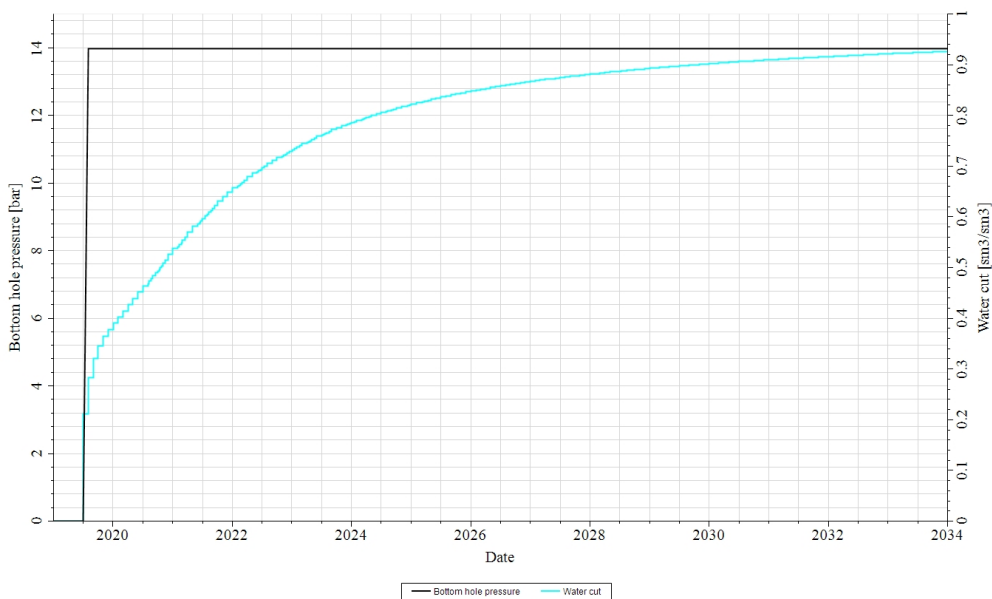


Рисунок 14. Динамика забойного давления и обводненности в условиях контроля по забойному давлению 14 бар

Далее был проведен расчет, при котором контроль был поставлен по дебиту жидкости 20 м³/сут. При более высоком дебите жидкости наблюдается сильное снижение забойного давления от давления насыщения.

В результате расчета накопленная добыча нефти горизонтальной скважины за 15 лет работы на горизонте alb4 составляет в пределах 23 тыс. м³.

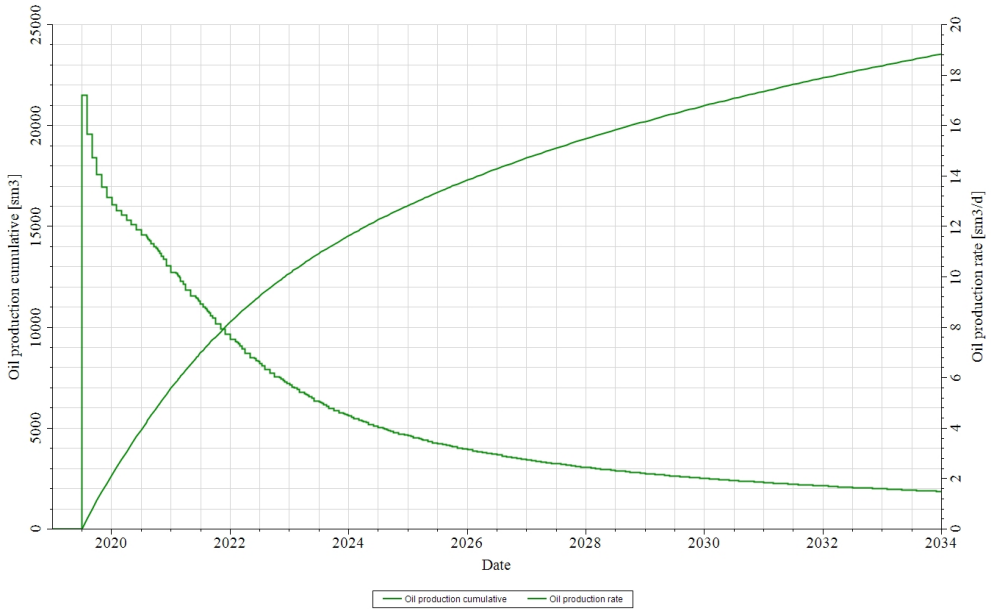


Рисунок 15. Динамика накопленной добычи нефти и дебита нефти в условиях контроля по дебиту жидкости 20 м³/сут

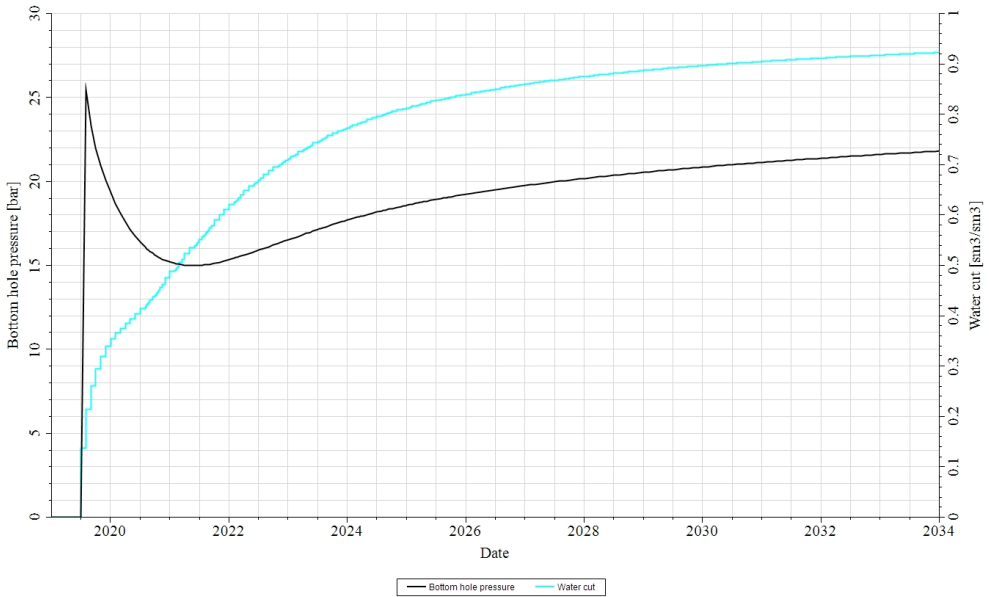


Рисунок 16. Динамика забойного давления и обводненности в условиях контроля по дебиту жидкости 20 м³/сут

Экономическая эффективность бурения горизонтальных скважин

Любое мероприятие, предлагаемое к реализации, нуждается в предварительной оценке возможностей его развития, прежде всего с точки зрения инвесторов.

Для оценки экономической рентабельности рассматриваемых горизонтальных скважин рассчитан индекс доходности PI. При этом использовались прогнозные показатели скважин на 5 лет из расчетов по гидродинамической модели. Также результаты сопоставлены с показателями

вертикальных скважин по соответствующим горизонтам. Дебит вертикальных скважин взят как средний дебит действующего фонда, добыча последующих годов рассчитана снижением добычи с помощью утвержденного темпа падения данного месторождения. В табл. 2 приведены результаты оценки рентабельности.

По горизонту alb3 за 1 год разработки рентабельная добыча достигается по горизонтальной скважине HW-1 при ограничении забойного давления на 15 бар, через 5 лет разработки по остальным вариан-

там рентабельность также достигается. Схожая ситуация и по горизонту alb4: горизонтальная скважина HW-2, ограниченная забойным давлением не более 14 бар, достигает рентабельности на 1 год разработки, по остальным вариантам расходы окупаются в последующие года.

В заключение необходимо отметить, что бурение горизонтальных скважин на данных горизонтах более предпочтительно с точки зрения экономики по сравнению с бурением вертикальных скважин, даже при контроле по добываемой жидкости.

Таблица 2. Экономическая эффективность бурения проектных скважин

№ п/п	Скважина	Целевой горизонт	Контроль при расчете добычи	Вид	Глубина по стволу, м	Прогнозный дебит м ³ /сут	Добыча нефти, т.					PI за первые 12 мес	PI
							1-й год	2-й год	3-й год	4-й год	5-й год		
1	HW-I	alb3	BHP-15 bar	ВНС ГС	438	18	7903,6	6047,4	5409,6	5007,9	4717,3	1,4	5,0
2	HW-I	alb3	Q _{Лiq} -25 м ³ /д	ВНС ГС	438	6,2	2755,4	2009,0	1708,0	1520,3	1390,7	0,4	1,6
3	VW-I	alb3		ВНС верт.	270	2	658,8	578,1	504,4	441,4	386,2	-0,2	1,3
4	HW-II	alb4	BHP-14 bar	ВНС ГС	525	18,3	6716,0	3660,6	2946,0	2526,7	2231,5	1,1	2,7
5	HW-II	alb4	Q _{Лiq} -20 м ³ /д	ВНС ГС	525	13,6	4969,5	3798,6	2820,2	2113,2	1662,3	0,8	2,3
6	VW-II	alb4		ВНС верт.	300	2,5	823,5	722,6	630,5	551,7	482,7	-0,02	1,7

Выводы

Вскрытие продуктивной толщи направленными, в т.ч. наклонно-горизонтальными, скважинами позволяет повысить продуктивность скважин за счет увеличения площади фильтрации, продлить период безводной эксплуатации скважин, увеличить степень извлечения углеводородов на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, повысить эффективность закачки агентов в пласты, вовлечь в разработку пласты с низкими коллекторскими свойствами и высоковязкой нефтью.

При рассмотрении бурения горизонтальных скважин на месторождении с высоковязкой нефтью был проведен расчет прогнозных показателей на горизонтах alb3 и alb4 на гидродинамической модели. По каждому варианту заложения ствола расчет проводился при контроле дебита жидкости, а также при контроле по забойному давлению.

При контроле по дебиту жидкости на 25 м³/сут по скважине, заложенной на горизонте alb3, накопленная добыча нефти составила 19,4 тыс. м³, при контроле по дебиту жидкости на 20 м³/сут по скважине, заложенной на горизонте alb4, накопленная добыча нефти – 23,6 тыс. м³ за 15 лет разработки.

При контроле по забойному давлению на 15 бар по скважине, заложенной на горизонте alb3, накопленная добыча нефти составила 65 тыс. м³, при контроле по забойному давлению на 14 бар по скважине, заложенной на горизонте alb3, накопленная добыча нефти – 32,5 тыс. м³ за 15 лет разработки.

По результатам расчета наибольшая накопленная добыча нефти была получена при контроле по забойному давлению при разработке горизонтальной скважины, заложенной на горизонте alb3, хотя вязкость нефти по alb3 – 179,3 мПа*с, по alb4 – 102,6 мПа*с. Следует отметить что,

в зоне заложения скважин плотность остаточных запасов как минимум 4 раза больше на горизонте alb3.

На текущую дату на горизонте alb3 фактически работают вертикальные скважины с накопленной добычей нефти выше 18 тыс. м³ более, чем за 15 лет разработки, на горизонте alb4 – с накопленной добычей нефти выше 5 тыс. м³ более, чем за 10 лет разработки. Более широкий охват, достигнутый горизонтальными скважинами, позволил уменьшить обводненность продукции и увеличить добычу нефти.

По результатам оценки экономической рентабельности наиболее успешными оказались горизонтальные скважины HW-I и HW-II, ограниченные по давлению в забое, индекс доходности – 5,0 и 2,7 соответственно. Бурение горизонтальных скважин на данных горизонтах более предпочтительно с точки зрения экономики по сравнению с бурением вертикальных скважин, даже при контроле по добываемой жидкости.

Список использованной литературы

1. Богданов В.Л., Медведев Н.Я., Ерохин В.П., Саркисянц Б.Р., Батулин Ю.Е., Юрьев А.Н., Дегтянников Е.А., Балуев А.А., Афанасьев В.А. Анализ результатов бурения и эксплуатации горизонтальных скважин на Федоровском месторождении. – Нефтяное хозяйство, 2000, № 8, с. 30–42.
2. Бурение горизонтальных скважин. – Оренбург, 1998, 480 с.
3. Колонских А. Добыча высоковязкой нефти. Мониторинг и оптимизация при помощи многофазной дебитометрии. – Lambert Academic Publishing, 2013, 152 с.
4. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Технология бурения нефтяных и газовых скважин: Учебник для вузов. – «Недра-Бизнесцентр», М., 2002, 632 с.

ТЕНГРИ КЕН-ОРНЫ ҮЛГІСІ РЕТІНДЕ ТҰТҚЫРЛЫҒЫ ЖОҒАРЫ МҰНАЙ КЕН-ОРЫНДАРЫНДА КӨЛБЕУ БАҒЫТТАЛҒАН ҰҢҒЫМАЛАРДЫ ПАЙДАЛАНУ ТИІМДІЛІГІН БАҒАЛАУ

А.С. Марданов, Р.А. Юсубалиев, А.А. Ергалиев, А.М. Рахметуллин

Қазақстанда тұтқырлығы жоғары мұнай кен-орындары үлесінің өсуіне байланысты, оларды тиімді игеру мүмкіншілігі күрделене түсуде. Күрделі құрылымды терригендік қойнауқаттар мен өткізгіш қабаттардағы тұтқырлығы жоғары мұнай өнімдерін игеру, әдетте, мұнай алу коэффициентінің төменгі қарқынымен сипатталады. Қазіргі уақытта осыған ұқсас кен-орындарды игеруге арналған технологиялар технологиялар тиімсіз және өте шығынды болып келеді. Тенгри кен-орны бойынша, игерудің жобалық құжатына сәйкес, тік ұңғымаларды пайдаланып, игерудегі тәжірибелік тәлімі ретінде бор қабаты қарастырылды. Көлбеу бұрғыланған ұңғымалардың жұмыс параметрлерінің орташа сипаттамалары салыстырылып, осы ұңғымаларды одан әрі пайдалану тиімділігін арттыру бағытында шаралар ұсынылды.

Түйін-сөздер: көлденең бағытталған ұңғы, тұтқырлығы жоғары мұнай, терригенді коллектор, мұнай алу коэффициенті.

EFFICIENCY OF HORIZONTAL WELLS IN FIELDS WITH HIGHLY VISCOUS OIL ON THE EXAMPLE OF TENGRI FIELD

A.S. Mardanov, R.A. Yussubaliev, A.A. Yergaliyev, A.M. Rakhmetullin

Due to the growing share of high-viscosity oils in Kazakhstan, task of their effective development is becoming more complicated. Development of terrigenous reservoirs that have a complex structure and contain high-viscosity oil lead to low rates of sampling and low values of oil recovery factor. Currently, technologies that ensure high efficiency in development of such deposits are very expensive. The paper considers a pilot section of the development horizon of cretaceous system of the Tengri field, drilled with vertical wells in accordance with current project document. Further the average characteristics of the parameters of horizontal

wells are compared and measures are proposed to improve the efficiency of further operation of these wells.

Key words: horizontal well, high viscosity oil, terrigenous reservoir, oil recovery factor.

Информация об авторах

Марданов Алтынбек Сүлейменұлы – директор департамента по разработке, *mardanov.a@lpcmg.kz.*

Юсубалиев Ренат Асылбекович – руководитель службы мониторинга разработки, *yussubaliev.r@lpcmg.kz.*

Ерғалиев Асылхан Амантайұлы – старший инженер службы мониторинга разработки, *yergaliev.a@lpcmg.kz.*

Рахметуллин Абай Максотович – старший инженер службы мониторинга разработки, *rakhmetullin.a@lpcmg.kz.*

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

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 научного 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 файлом 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. Рекомендуются 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 также, 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 Түлебергенович	И.о. ректора, Председателя Правления АО «Казахстанско-Британский технический университет», канд. физ.-мат. наук, докт. PhD по физике плазмы, профессор

Подписано в печать __.06.2021 г.
Формат 72x104. Гарнитура Arial.
Печать офсетная. Тираж 300 экз.

Напечатано в типографии ТОО «Big Dream»
010000, г. Нур-Султан, ул. К. Байсеитова, 114/2.
Тел.: +7 (7172) 28-99-25, 28-99-15, 37-70-74

Республика Казахстан,
205НОВ4, г. Нур-Султан,
пр. Кабанбай батыра, 17,
тел.: 8 (7172) 579-746,
e-mail: vestnik@kmg.kz
site: kmggen.kz/study