

УДК 622.276

П.А. Цветкова¹, В.В. Федулов², Р.С. Сауткин³**НОВЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ ТОНКОСЛОИСТЫХ
НЕДОНАСЫЩЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
(ВИКУЛОВСКАЯ СВИТА НА КРАСНОЛЕНИНСКОМ СВОДЕ
ФРОЛОВСКОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОБЛАСТИ)***ФГБОУ ВО «Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова»,**119991, Москва, ГСП-1, Ленинские Горы, 1**Институт перспективных исследований нефти и газа МГУ, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1**Lomonosov Moscow State University, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1**Institute for advanced study of oil and gas MSU, 119991, Moscow, GSP-1, Leninskiye Gory, 1*

Одна из ключевых проблем в нефтегазовой геологии — проблема разработки тонких недонасыщенных коллекторов. На основе подобранных месторождений-аналогов удалось установить необходимые методы для их эффективной разработки. В целях комплексного анализа пласта и уменьшения рисков при разработке рекомендуется применение 4D геолого-гидрогеомеханического моделирования.

Ключевые слова: викуловская свита, тонкий недонасыщенный коллектор, месторождение-аналог, 4D геолого-гидрогеомеханическое моделирование, многостадийный гидравлический разрыв пласта, многоствольная скважина.

One of the key problems in oil and gas geology is the problem of the development of thin-layered undersaturated reservoirs. Based on the selected analogue-fields, it was found out the required methods for their effective development. In order to comprehensively analyse of the reservoir and reduce risks during the development, it is recommended to use 4D geological and hydrogeomechanical modelling.

Key words: Vikulovskaya series, thin-layered undersaturated reservoir, analogue field, 4D geological and hydrogeomechanical modelling, multistage hydraulic fracture, multilateral well.

Введение. Проблемы повышения эффективности разработки месторождений в настоящее время становятся все более острыми, так как на сегодняшний день большинство месторождений Западной Сибири характеризуется большой обводненностью и неравномерной выработкой запасов нефти. Сложнопостроенные недонасыщенные коллекторы занимают все больший объем при вводе в разработку новых месторождений.

Наиболее перспективные и вызывающие большой интерес при разработке — тонкие недонасыщенные коллекторы викуловской свиты. В России их разработкой занимаются такие крупные нефтегазовые компании, как ПАО «НК «Роснефть», ПАО «Лукойл» и ПАО «Газпром». Рассмотрим отложения викуловской свиты, приуроченные в тектоническом отношении к южной части Красноленинского свода Фроловской нефтегазоносной области (НГО) на Западно-Сибирской платформе.

Основные проблемы при разработке тонких недонасыщенных коллекторов викуловской свиты (ВК) создают обширные водонефтяные зоны (ВНЗ); пониженная нефтенасыщенность и вы-

сокая переходная зона; низкие фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), улучшающиеся вниз по разрезу; высокая неоднородность коллектора; отсутствие чистых глинистых перемычек внутри продуктивного горизонта и наличие «вреза», а также разломы.

При гидродинамическом моделировании этих отложений выявлена слабая энергетика пласта, вследствие чего не восполняются отборы жидкости, снижается давление в зонах отбора, сложно подобрать мероприятия по увеличению нефтеотдачи пласта. Кроме того, присутствует неоднородность геомеханических свойств коллектора, что ведет к изменению напряженно-деформационного состояния пласта в процессе разработки.

Основная цель работы — подобрать месторождения-аналоги и на основе сравнения их разработки сделать рекомендации для разработки викуловских отложений.

Общие сведения и геологические особенности ВК. Вопросом об условиях формирования викуловской свиты на Красноленинском своде в свое время занимались такие исследователи, как

¹ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, аспирант; *e-mail:* tsvetkovapolina@mail.ru

² Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, Институт перспективных исследований нефти и газа, вед. гидрогеолог; *e-mail:* vlfedulov@yandex.ru

³ Московский государственный университет имени М.В. Ломоносова, геологический факультет, кафедра геологии и геохимии горючих ископаемых, ст. науч. с., канд. геол.-минер. н.; *e-mail:* r.sautkin@oilmsu.ru

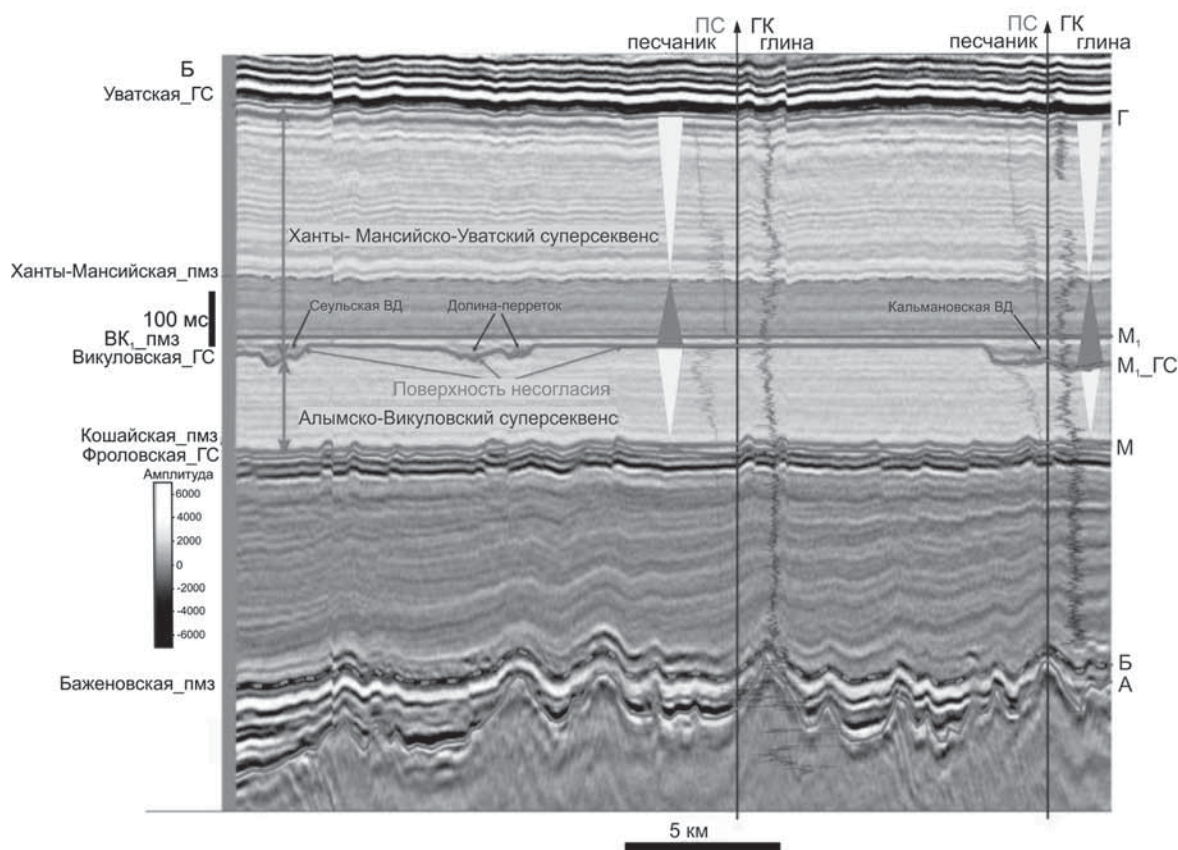


Рис. 1. Геологическая интерпретация сейсмического разреза: слева от разреза обозначены границы суперсеквенсов (ГС) и поверхности максимального затопления (пмз); справа — опорные отражающие горизонты: Г — кровля уватской свиты, M_1 — кровля викуловской свиты (соответствует поверхности максимального затопления $ВК_1$ пмз 3-го порядка), M_1 _ГС — поверхность позднего несогласия, М — подошва кошайской свиты, Б — кровля баженовской свиты и А — кровля доюрского основания. Сейсмический разрез выровнен по кровле викуловской свиты, залегающей на временной отметке ~1400 мс, по [Медведев, 2010]

А.Л. Медведев, В.П. Алексеев, Г.Р. Хуснуллина, С.Б. Шишлов, Е.Ю. Барабошкин, Е.Е. Карньюшина, В.М. Александров и другие. Все вышеупомянутые авторы едины во мнении, что формирование верхней части викуловской свиты происходило в мелководно-морской обстановке, в условиях штормового и волнового мелководья. Однако присутствие в ряде скважин достаточно мощных песчаных прослоев все трактуют по-разному [Савченко, 2019].

В ходе последних седиментологических исследований выделены пласты $ВК_1$, $ВК_{2-3}$, $ВК_{4-5}$, слагающие стандартный викуловский разрез, а также пласт $ВК_{2-3}$ врез, представляющий отложения врезанной долины. Продуктивные пласты — $ВК_1$, $ВК_{2-3}$ и $ВК_{2-3}$ врез [Исакова и др., 2020].

По генезису отложения викуловской свиты подразделяются на три части. В нижней части разреза выделяют пласты $ВК_{2-5}$, которые формировались в прибрежно-морских условиях [Медведев, 2010]. Они представлены микрослоистыми песчано-алевролитовыми разностями с разной степенью связности. Даже при существенной степени слоистости порода слагает коллектор параллельно напластованию, в то время как вертикальная сообщаемость гораздо ниже, что свидетельствует о существенной анизотропии по проницаемости

[Исакова и др., 2020]. Кроме того, выявлен контраст в распределении механических свойств по группам литотипов и установлено уплотнение пород викуловской свиты и, соответственно, уменьшение ФЕС при падении пластового давления во время разработки.

В конце аптского времени условия осадконакопления сменились на континентальные (аллювиально-дельтовые и озерно-болотные). Накопленные отложения были разрушены и впоследствии размыты.

Пласт $ВК_1$ сформировался в раннеальбское время, во время начала региональной трансгрессии. К кровле этого пласта приурочен опорный отражающий горизонт M_1 (рис. 1).

В отложениях викуловской свиты присутствует разломная тектоника. Многочисленные мелкомасштабные нормальные сбросы и разломы уплотнения образовались в результате сокращения объема пород над блоками доюрского основания. Характерная особенность этого типа разломов — широкое развитие узких (<100 м), малоамплитудных бороздообразных прогибов, равномерно распределенных по площади и сопряженных с разломами или тяготеющих к их верхним кромкам.

В период накопления отложений викуловской свиты продолжалось выполаживание структурного

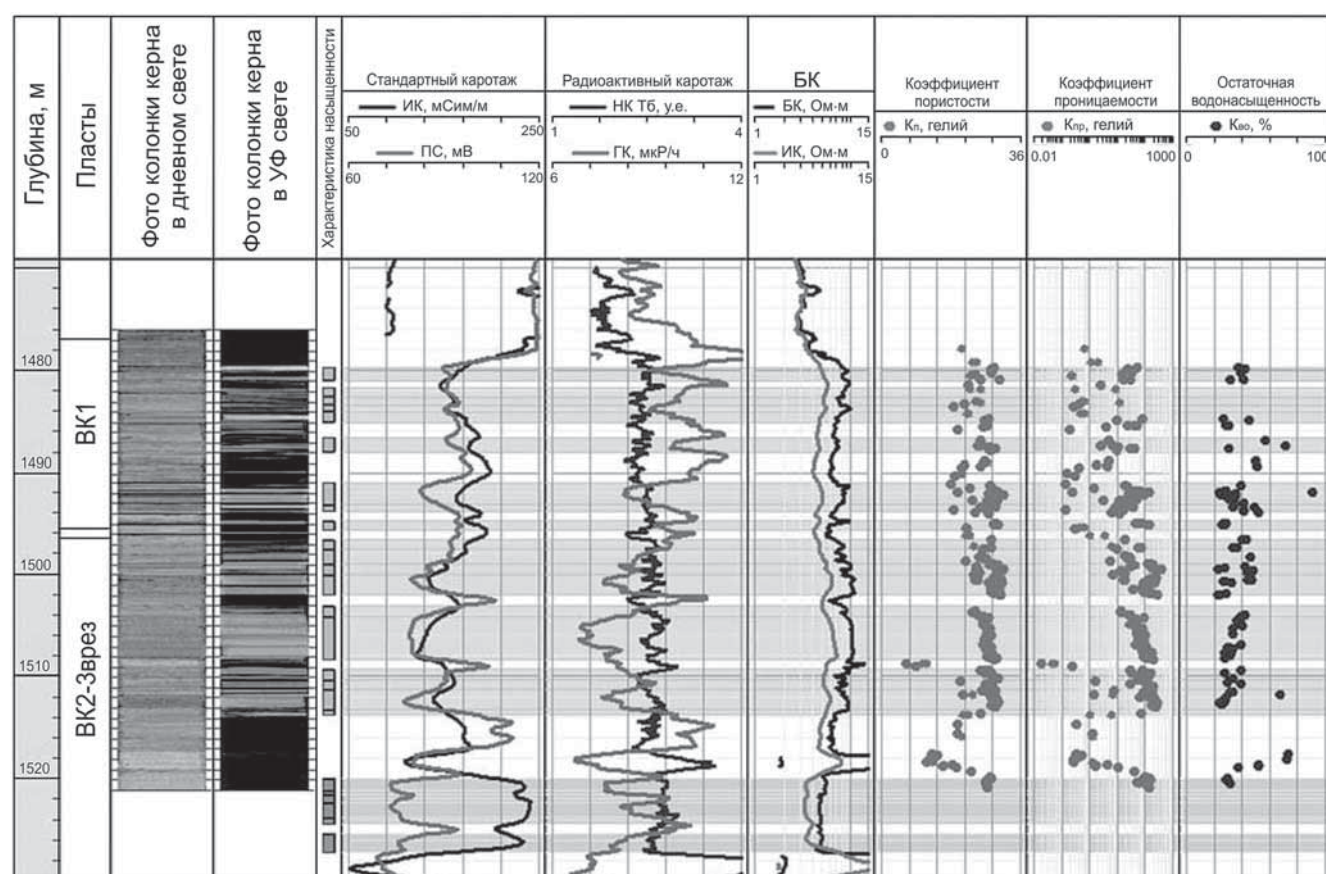


Рис. 2. Геолого-геофизический разрез пластов викуловской свиты с колонок керна при дневном и ультрафиолетовом освещении, по [Исакова и др., 2020]

плана с сохранением основных черт морфологии нижележащих горизонтов, что свидетельствует об отсутствии значительных тектонических движений в позднеаптское время.

Отложения викуловской свиты залегают на кошайской свите и имеют преимущественно алеврито-песчаный состав с прослоями глин. Песчаные и глинистые пласты часто характеризуются микрослоистым линзовидным строением. Продуктивные коллекторы викуловской свиты сложены крупно- и средне-мелкозернистыми песчаниками, крупно- и среднезернистыми алевролитами, имеющими слоистое строение и содержащими большое количество пелитовой фракции. В целом толщина викуловской свиты изменяется от 224 до 272 м (рис. 2).

Покрывшкой для пластов BK_{1-3} служит нижняя подсвита ханты-мансийской свиты, представленная темно-серыми, хлорит-гидрослюдистыми глинами и светло-серыми, мелкозернистыми, полевошпат-кварцевыми с глинистым цементом алевролитами. Отложения глинистой покрывшки в среднем имеют толщину 127–142 м и распространены по всей площади довольно равномерно.

Верхний пласт викуловской свиты (BK_1) стратиграфически приурочен к нижнему альбу (K_1al) и сложен алевритистыми мелкозернистыми песчаниками, алевролитами, алевритистыми аргиллитами, неравномерно чередующимися между собой. Пласт BK_1 снизу подстилается ре-

гиональной пачкой глин. Общая толщина пласта BK_1 в среднем составляет 21,7 м. Залежи на Краснотенинском своде имеют чрезвычайно сложный характер насыщения нефтью и водой, уровни ВНК выделяются в некоторых случаях условно в силу высокой неопределенности.

Покрывшка пласта BK_{2-3} представлена плотными черными глинами, алевролитами и сильно спрессованными серыми глинами с тонкими прослойками аргиллита. Толщина перемычки изменяется от 0,8 до 36,5 м, средняя толщина 9,2 м. В пласте BK_{2-3} выделены два типа отложений: стандартная викуловская свита и отложения врезанной долины:

1) стандартная викуловская свита представлена неравномерным переслаиванием алевролитов мелкозернистых глинистых и крупнозернистых песчаных, местами с карбонатным цементом;

2) BK_{2-3} врезанная долина. Породы представлены мощной толщей песчаников от тонкозернистых алевритовых до мелкозернистых, с редкими тонкими алеврито-глинистыми прослоями. Отложения врезанной долины стратиграфически приурочены к концу аптского — началу альбского времени (K_1a-al). Условия формирования континентальные, в результате альбской трансгрессии сменились на мелководно-морские.

Далее будут рассматриваться отложения BK_{1-3} без отложений врезанных долин.

Материалы и методы исследований. Критерии выбора месторождений-аналогов. Метод аналогий — неотъемлемая часть системного подхода, реализуемого в нефтегазовой отрасли. Корректный выбор пласта-аналога чрезвычайно важен не только с точки зрения выбора стратегии разработки месторождения, но и с позиции особенностей геологического строения изучаемого объекта [Поднебесных и др., 2019].

Согласно классификации PRMS (Petroleum Resources Management System) от 2018 г. «залежь-аналог — это залежь, которая имеет сходные свойства пород (например, с точки зрения петрофизики, литологии, условий осадконакопления, диагенеза и структуры) и флюидов (например, тип, состав, плотность и вязкость), пластовые условия (например, глубина, температура и давление) и режим работы, но, как правило, находится на более зрелой стадии разработки, чем анализируемая залежь, и, таким образом, может явиться источником лучшего понимания и сравнительной информации в поддержку выполняемой оценки извлекаемых ресурсов» [Petroleum..., 2018, 48 p.].

Оценка близости свойств проводилась следующим образом.

1. Выбрано 6 параметров: начальная нефтенасыщенность (S_0), глубина залегания, коэффициент проницаемости, коэффициент пористости, пластовое давление и вязкость нефти (таблица). Вычисляли 6 отношений параметров $p1$ – $p6$ для месторождения к величинам соответствующих параметров ВК Краснотеннинского месторождения по формуле:

$$S = \sqrt{\frac{Q_3}{Q_1}}$$

$$p1 = \max(S_{0_BK}/S_0; S_{0_BK}/S_0), \quad (1)$$

2) затем находили функцию

$$F = 5\sqrt{p1} + 4\sqrt{p2} + 3\sqrt{p3} + 2\sqrt{p4} + 2\sqrt{p5} + 1\sqrt{p6}. \quad (2)$$

В выборке с величиной $F < 300$ представлено более 15 месторождений. Установлено, что начальная нефтенасыщенность должна находиться в интервале от 46 до 65%; глубина залегания — в интервале 732–2355 м; проницаемость — до $100 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$; пористость — до 30%; начальное пластовое давление — 97–264·105 Па; вязкость нефти в пластовых

условиях — на уровне $0,4\text{--}4,5 \cdot 10^{-3} \text{ Па}\cdot\text{с}$ (невысокая), за исключением месторождения Жаоян.

В итоге нами рассмотрено три месторождения-аналога, наиболее удовлетворяющих критериям эксплуатационного объекта ВК_{1–3}, а именно месторождения Мелейха (пласт Бахария), Жаоян (пласт Конг-2) и Калол.

Сделан вывод, что принципиальные подходы к разработке объектов месторождений этой группы могут быть схожими. Рассмотрим каждое месторождение детальнее, с анализом применения существующих технологий на них.

Месторождение Мелейха (пласт Бахария), открытое в 1972 г., расположено в северной провинции Западной пустыни (Египет) и введено в разработку в 1986 г. Залежи месторождения Мелейха и викуловских отложений Краснотеннинского месторождения характеризуются схожим строением разреза и составом слагающих его пород. По данным ГИС и литологических исследований наблюдается переслаивание песчаных и глинистых прослоев, а также наличие карбонатных перемишек седиментационного и вторичного генезиса, что сопоставимо с исследуемым месторождением (рис. 3).

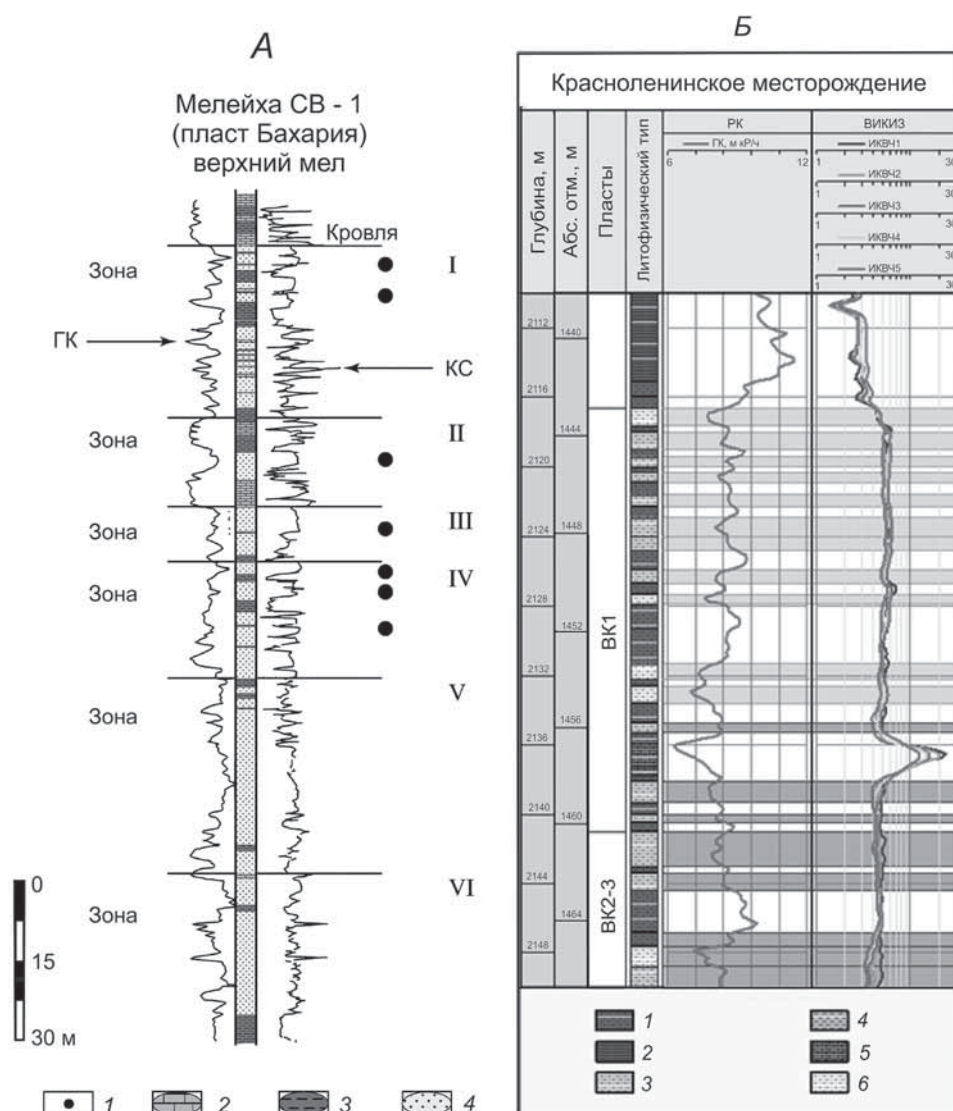
По данным разработки в 1986 г. в эксплуатацию было введено 6 скважин с использованием штанговых глубинных насосов (ШГН) с суммарной добычей $150 \text{ м}^3/\text{сут}$. После быстрого снижения пластового давления, в феврале 1989 г. были приняты мероприятия по закачке воды. В течение 1991–1992 гг. добыча нефти достигала $1510 \text{ м}^3/\text{сут}$ при закачке $1670 \text{ м}^3/\text{сут}$, а в 2002 г. постепенно снизилась до $850 \text{ м}^3/\text{сут}$. В августе 2003 г. добыча составляла около $1000 \text{ м}^3/\text{сут}$ при обводненности 26%, приемистость нагнетательных скважин $1650 \text{ м}^3/\text{д}$. В это время пластовое давление составляло около $76 \cdot 10^5 \text{ Па}$, что существенно выше давления насыщения. К концу 2003 г. на месторождении было пробурено 50 скважин, в том числе 23 добывающих, 12 нагнетательных, 15 сухих или обводненных.

Основные методы, которые применяются на этом месторождении в целях повышения нефтеотдачи пласта, — закачка воды, мониторинг гидродинамической модели резервуара и бурение уплотняющих скважин. В связи с плохой связностью между песчаными телами и сильным различием в проницаемости по вертикали и горизонтали

Характеристики месторождений с пластами-аналогами объекта ВК1-3

Месторождение	Страна	Год ввода	S_0 , %	Глубина залегания, м	$K_{пр}$, 10^{-15} , м^2	$K_{пор}$, %	$P_{пл}$, 10^5 , Па	$P_{нас}$, 10^5 , Па	Вязкость нефти, 10^{-3} , Па	H нефте-насыщенности, м	НГЗ, млн м^3	КИН, д.е.
Краснотеннинское (пласт ВК _{1–3})	Россия	1993	48	1411	37	26.8	142	60	2,0	6,6	504,7	0,308
Мелейха (пласт Бахария)	Египет	1986	55	1593	45	21.0	157	30	0,5	—	25,6	0,346
Жаоян (Конг-2)	Китай	1987	65	2309	60	21.1	264	76	6,9	90	—	—
Калол	Индия	1964	55	1412	40	24.0	232	—	0,8	—	157,1	0,140

Рис. 3. Сопоставление геофизических характеристик по типичным скважинам месторождения Мелейха (А) и пласта ВК₁₋₃ Красноленинского месторождения (Б), по [Kholeif et al., 1986]. А: 1 — нефть, 2 — карбонатные породы, 3 — аргиллит, 4 — песчаник; Б: 1 — глинистый алевролит, 2 — глинистые породы, 3 — алевролит, 4 — алевроглинистые породы, 5 — терригенно-карбонатные породы, 6 — песчано-алевритовые породы



некоторые участки пласта не были задействованы фронтом нагнетания. В результате комплексного моделирования установлено 18 участков, на которых предполагалось бурение новых скважин с добычей и закачкой через отдельные пласты [Campobasso et al., 2005]. В 2004 г. пробурено 5 из запланированных скважин, которые показали хороший результат.

Построение трехмерной гидродинамической модели (3D) проводилось на основе детальной геологической модели, которая была укрупнена в районах залегания водоносного горизонта. Было рассмотрено четыре сценария для выбора оптимального варианта разработки: базовый вариант — без бурения; бурение 6, 12 и 18 уплотняющих скважин. Расположение новых скважин оптимизировано в программе PlanOpt компании «Schlumberger». Согласно принятому варианту разработки, после бурения 18 уплотняющих скважин удалось увеличить коэффициент извлечения нефти (КИН) на 10,2%, который достиг 43,1%, по сравнению с базовым вариантом (32,9%) (рис. 4, 5).

Месторождение Жаоян (пласт Конг-2) находится в Китае, пласт Конг-2 представляет со-

бой аналог викуловских отложений. Строение коллектора Конг-2 осложнено многочисленными разломами и он характеризуется низкими геолого-физическими показателями, как и коллекторы викуловской свиты. Из этого следует вывод, что низкая производительность скважин связана с этим утверждением.

В 1987 г. началась добыча нефти, а закачка воды в целях поддержания пластового давления (ППД) — в 1988 г. В 1989–1990 гг. проведено детальное гидродинамическое моделирование пласта, которое показало, что для улучшения охвата пласта заводнением необходимо уменьшить расстояние между скважинами, а также повысить соотношение между нагнетательными и добывающими скважинами. В ходе проведения пилотных испытаний было установлено, что оптимальное расстояние между скважинами должно составлять 210 м (5 га/скв.). В результате посредством уплотняющего бурения соотношение нагнетательных и добывающих скважин увеличилось с 1:3,5 до 1:1,6, доля площади заводнения возросла с 49 до 73%, а доля добывающих скважин, сообщающихся с двумя и более нагнетательными скважинами, увеличилась с 35 до 70%.

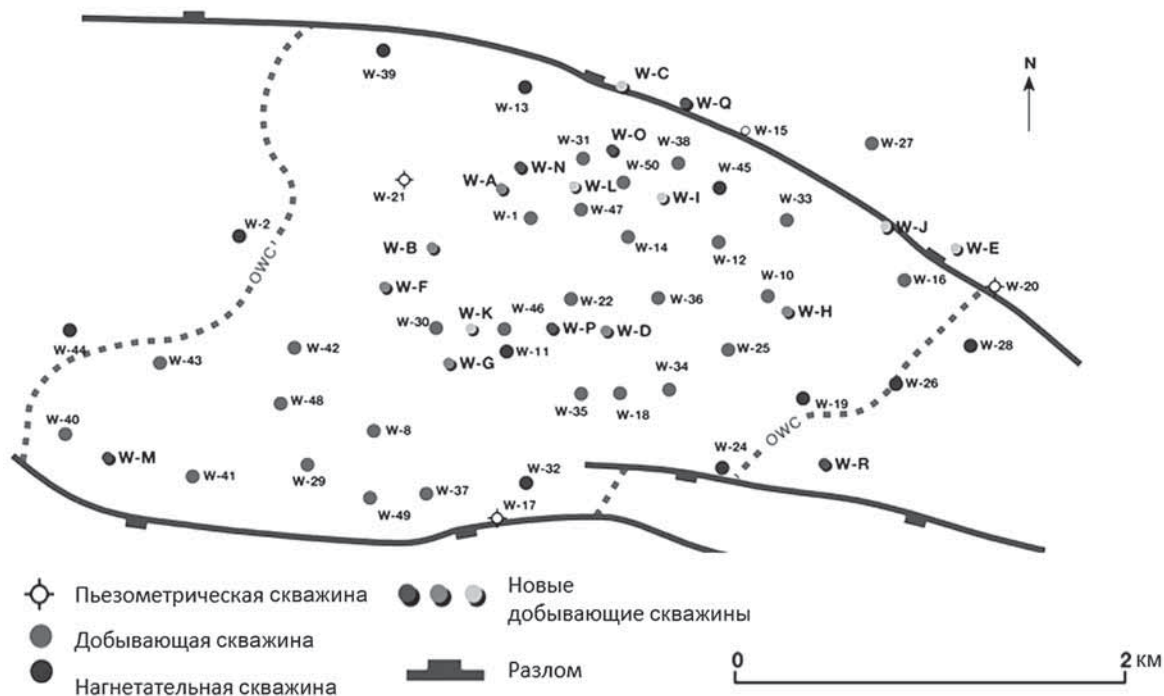


Рис. 4. Месторождение Мелейха. Схема размещения 18 уплотняющих скважин, по [Guide..., 1994]

Помимо закачки воды и уплотняющего бурения, в пласте применялся гидравлический разрыв пласта (ГРП). Впервые ГРП испытали в 10 скважинах с 17-ю стимуляциями. В 9 скважинах продуктивность увеличилась в 2 раза, эффект от проведения ГРП составил более 330 дней. В итоге средний прирост добычи нефти составил 5,6–11,0 м³/сут. В некоторых скважинах дебит нефти увеличился до 22,1 м³/сут. Кроме того, ГРП способствовал улучшению приемистости нагнетательных скважин.

Один из ключевых моментов, позволяющих добиться оптимального эффекта от ГРП, — применение секторного 4D-моделирования, а именно рассмотрение трехмерной гидродинамической модели с учетом геомеханической модели пласта. Данные моделирования показали, что в процессе разработки месторождения напряженно-деформационное состояние (НДС) пласта меняется, вследствие чего меняются и направления трещин ГРП. Разработчиками было принято решение, что необходимо проводить две стадии гидроразрыва. Первая стадия нужна для восстановления первоначальных напряжений в пласте, а вторая — создает трещины перпендикулярно фронту нагнетания.

Проблемы эффективности ГРП возникают и при разработке викуловских отложений на Краснотенинском месторождении. Одностадийный гидроразрыв пласта не дает стабильного прироста добычи нефти.

В связи с тем, что коллектор обладает микро-слоистой текстурной неоднородностью, а следовательно, разными геомеханическими свойствами, необходимо изучать и учитывать НДС пласта в момент проведения ГРП. Повышение эффектив-

ности этого способа разработки возможно при детальном моделировании процесса дренирования нефти системами скважин с разными параметрами трещин ГРП и МГРП.

Месторождение Калол многопластовое, расположено в Индии, в Камбейском нефтегазоносном бассейне, открыто в 1961 г. и введено в разработку в 1964 г.

Аналог отложений викуловской свиты на этом месторождении — пласты K-VI и K-VII, которые в сумме содержат 16,9% начальных запасов нефти месторождения [Patra et al., 2003]. В связи с плохой связностью пласта и качеством коллектора производительность скважин низкая. Изначально добыча нефти осуществлялась на режиме растворенного газа. В 1992 г. началась закачка воды в пласты K-VI+K-VII. К этому моменту приемистость нагнетательных скважин стала очень низкой, а пластовое давление — значительно ниже давления насыщения. После проведения анализа разработки в середине 1990-х гг., было принято решение о реализации программы дополнительного бурения на пласт K-VII с проведением ГРП.

По состоянию на 2001 г. установлено, что совокупная добыча из пластов K-VI+VII составила всего 4,3% от НИЗ [Singh et al., 2001]. Анализ разработки показал, что низкие дебиты нефти обусловлены падением пластового давления ниже давления насыщения, ограничениями работ по стимулированию, неравномерным отбором из-за неоднородности пласта, относительно большим расстоянием между скважинами (600–700 м) и медленной реакцией пластов на закачку воды.

На Краснотенинском месторождении в коллекторах викуловской свиты в связи с существен-

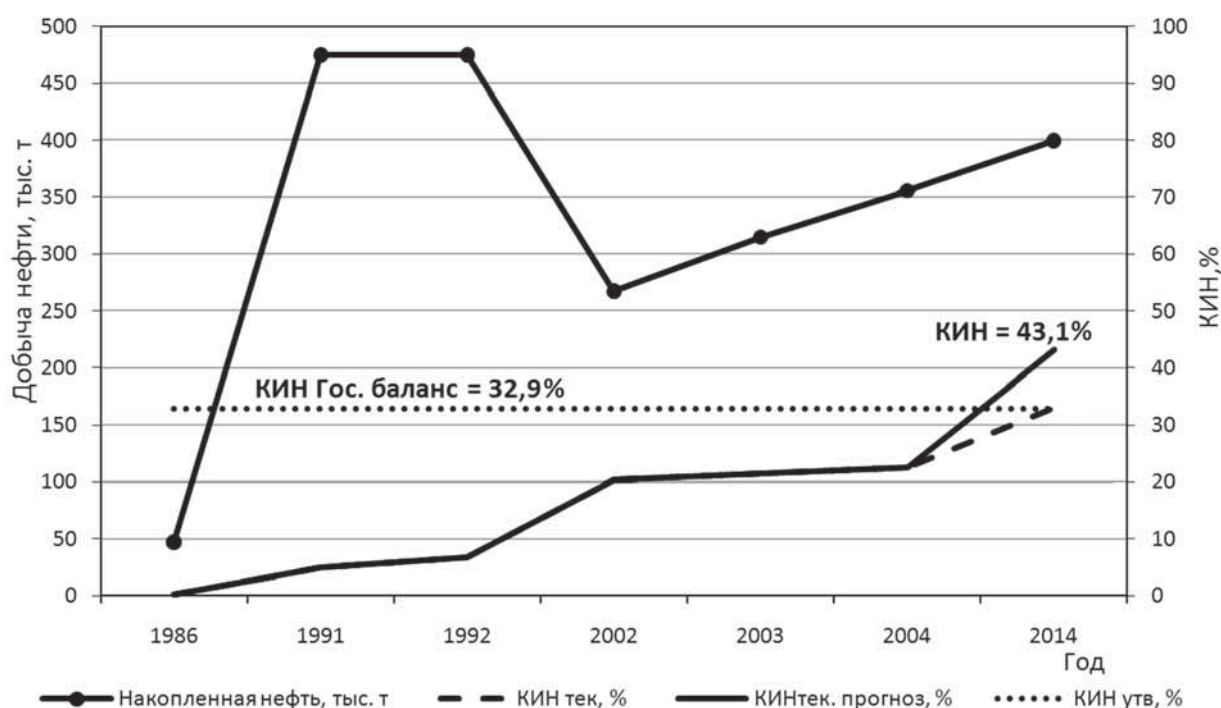


Рис. 5. Динамика добычи нефти, КИН по месторождению Мелейха

ной анизотропией и неоднородными геомеханическими свойствами аналогично выявляется слабая энергетика пласта с существенным падением пластового давления, что приводит к низким дебитам нефти. Разрешить эту проблему можно путем хорошо организованной системы ППД, запустив нагнетательные скважины без существенного отбора, расположенные вблизи добывающих, и проведя МГРП на них.

Что касается месторождения Калол, то в целях повышения нефтеотдачи в 2001 г. пробурена пилотная многоствольная скважина KL-541 на пласт К-VII. Ее конфигурация состояла из двух боковых стволов длиной около 250 м с открытым окончанием в песчанике с нефтенасыщенной толщиной 4–6 м (рис. 6). Начальный дебит скважины составил 60 м³/сут и затем снизился в среднем до 15 м³/сут. За 6 лет из скважин добыто 34 000 м³ нефти, что в 4 раза больше, чем из соседних вертикальных скважин [Jena, 2008].

Помимо этого, в 2008 г. проектом было предусмотрено бурение еще 2-х многоствольных и 6-ти коротких горизонтальных скважин в целях увеличения добычи нефти и КИН. Длина каждого ствола в запланированных многоствольных скважинах составляла 250 м, длина горизонтальных стволов — 300 м.

Результаты исследований и их обсуждение. Рекомендации для разработки викуловских отложений на Красноленинском месторождении. На основе вышеизложенных данных по разработке зарубежных аналогов пластов викуловской свиты выявлена тенденция к проведению МГРП, уплотняющего бурения и мероприятий ППД (заводнение) с целью увеличения зоны дренирования пластовых флюи-

дов по всему объему коллектора, повышения КИН и восстановления энергетика пласта.

В связи с неоднородностью рассматриваемых коллекторов по проницаемости и низкой нефтенасыщенностью происходит защемление нефти в застойных зонах. Решением этой проблемы может стать создание трещин МГРП, которые способствуют повышению охвата пласта дренированием и вовлечению в разработку нефтенасыщенных зон коллекторов с пониженной проницаемостью, которые ранее не участвовали в разработке, таким образом удастся достичь дебита при меньших депрессиях, избегая образования техногенных трещин, которым подвержен пласт ВК.

Существенным инструментом для наилучшего прогноза трещин ГРП послужит геомеханическая модель: поскольку в процессе разработки месторождения поле напряжений в пласте изменяется, то со временем будет меняться и направление трещин ГРП. Такое моделирование позволит спрогнозировать ориентацию трещин в пространстве для оптимизации системы разработки. Более того, геомеханическое моделирование способно обосновать режим закачки воды в нагнетательные скважины для предотвращения неконтролируемого растрескивания породы пласта, тем самым восстанавливая энергетика пласта.

В связи с близким расположением водонефтяного контакта (ВНК) и небольшой нефтенасыщенной толщиной при проведении ГРП возникает опасность раскрытия трещины до водоносных горизонтов. Поэтому на таких участках возможно бурение многозабойных скважин (МЗС) различной конфигурации, включая технологии «рыбья кость» («fishbone»), или «березовый лист». Опыт бурения

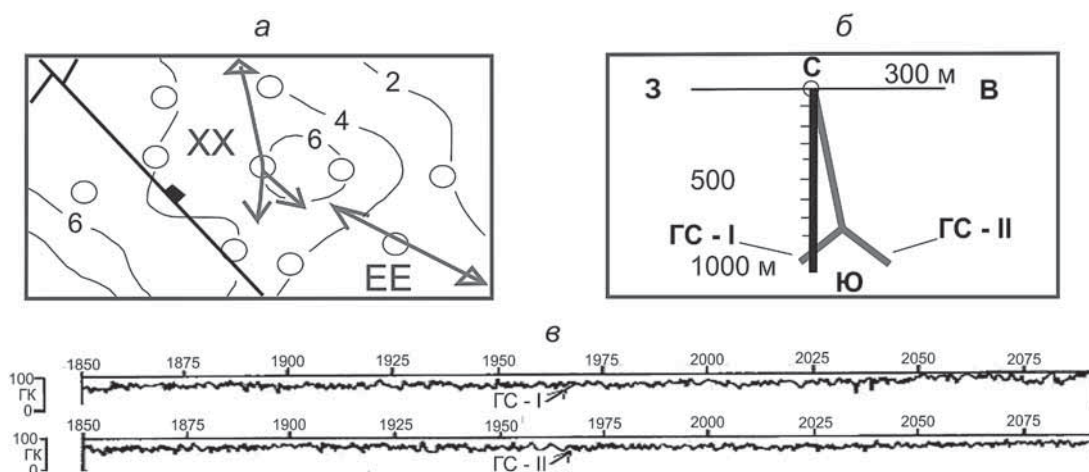


Рис. 6. Месторождение Калол. Расположение МЗС KL-541 (XX) и планируемой горизонтальной скважины EE, по [Jena, 2008]: а — карта изобат (часть месторождения), б — расположение планируемой горизонтальной скважины EE, в — запись ГК

таких скважин показывает, что эти технологии позволяют соединить неравномерно распределенные коллекторы и увеличить добычу более чем в 8 раз по сравнению с вертикальными скважинами.

Кроме того, для полного понимания картины разработки необходимо проведение комплексного 4D геолого-гидрогеомеханического моделирования. На первом этапе должна быть построена детальная геологическая модель. Затем необходим расчет на трехмерной гидродинамической модели без перемасштабирования («upscaling») с целью локализации остаточных запасов и выявления участков, не затронутых заводнением. На следующем этапе необходимо провести геомеханическое моделирование. Создание связки 3D геомеханической и гидродинамической моделей позволит в условиях сложного геологического и геомехани-

ческого строения пласта принимать правильные решения по оптимизации системы разработки.

Выводы. 1. Наиболее оптимальные технологии — уплотняющее бурение наклоннонаправленных скважин, горизонтальных скважин, многозабойных скважин с применением многостадийного ГРП.

2. Применение 4D геолого-гидрогеомеханического моделирования для комплексной оценки разработки пласта.

3. В целях учета изменения напряженно-деформационного состояния пласта по площади и во времени и направления ориентации трещины ГРП необходимо применение не только гидродинамического, но и геомеханического моделирования.

4. Для организации системы поддержания пластового давления применяется система заводнения через нагнетательные скважины с МГРП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Исакова Т.Г., Дьяконова Т.Ф., Носикова А.Д. и др. Новые представления о модели коллектора викуловской свиты Красноленинского месторождения (Западная Сибирь) // Вестн. Моск. ун-та. Сер. 4. Геология. 2020. № 3. С. 66–74.

Медведев А.Л. Аптские врезанные речные долины Каменной площади Западной Сибири: региональные аспекты нефтегазоносности // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2010. Т. 5, № 3. 27 с.

Поднебесных А.В., Хафизов А.Р. Методика экспресс-оценки выбора объекта аналога для залежей углеводородного сырья на основе их геологических признаков // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2019. № 3 (119). 10 с.

Савченко Н.И. Представления об условиях формирования викуловской свиты и ее цикличность в пределах Красноленинского свода (месторождение Каменное): Тез. докл. Т. V. 14-я междунар. науч.-практ. конф. «Новые идеи в науках о Земле», Москва. 2019. 323 с. Инновационные направления и цифровые технологии поисков, разведки и разработки, моделирование и подсчет запасов месторождений углеводородов. М.: Изд-во РГГУ имени Серго Орджоникидзе, 2019.

Campobasso S., Gaviana A., Bellentani G. et al. Multi-disciplinary workflow for oil fields reservoir studies — case history: Meleilha field in Western Desert, Egypt: 67th Europ. Assoc. of Geoscientists and Engineers/SPE Europe Conference, Madrid, SPE-94066-MS. 2005. 16 p.

Guide for Petroleum Operations in the Western Desert. Egypt. Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC), 1994.

Jena A.K. Optimal Recovery from Low Permeability Reservoirs of Kalol Field, Cambay Basin, India // Some Key Iss.: 7th Intern. Confer. & Exposition on Petroleum Geophysics, Hyderabad. 2008. 7 p. SPG, Expanded Abstr.

Kholeif W., Work J.G., Sanad S. Meleilha: its history and its significance: Proceed. of the Egyptian General Petroleum Corporation, 8th Exploration Conference, II, Cairo. 1986. EGPC, Explor. Seminar, Cairo. P. 17–34.

Patra T.C., Ghosh U.K., Singh R. Multilateral well experience in tight clastic reservoirs with low primary recovery, SPE-81421-MS: 13th Middle East Oil Show & Conference, Bahrain. 2003. One Petro. Society of Petroleum Engineers. 6 p.

Petroleum Resources Management System (PRMS): Soci. Petrol. Engineers. Online Version 1.01. CD N 1. 2018. 61 p.

Singh R., Jhamb O.P., Patra T.C. et al. Production enhancement by redevelopment through multilateral well drilling in tight clastic reservoirs with low primary recovery // Canad. Intern. Petrol. Confer., Calgary, Alberta. 2001. N 027. One Petro. Petrol. Soc. Canada. 9 p.

Поступила в редакцию 29.09.2020

Поступила с доработки 30.10.2020

Принята к публикации 30.10.2020