



Научная статья

УДК 622.276.4

<https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.1.8>

ОСОБЕННОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД

Денис Александрович Иванов

ЛУКОЙЛ-Инжиниринг (д. 3, стр. 16, Покровский б-р, Москва, 109028, Российская Федерация),
Высшая школа нефти, Передовая инженерная школа нефти (д. 186а, ул. Советская, г. Альметьевск, 423450, Российская Федерация)

denis_a_ivanov@hotmail.com; <https://orcid.org/0009-0007-6402-5134>

Аннотация.

В работе описано текущее состояние добычи из нефтематеринских пород в мире и существующее положение в плане проведения исследований. Добыча из нефтематеринских пород в целом характеризуется двумя последовательными псевдоустановившимися режимами фильтрации из трещиноватой и матричной среды. В работе применен анализ добычи с использованием метода динамического материального баланса для скважин, которые работают в условиях отбора нефти из нефтематеринских пород в псевдоустановившемся режиме на одном объекте в Западной Сибири. Анализ позволил определить объем дренируемых запасов отдельно из трещиноватой среды (включая вторичные трещины от ГРП) и матричной среды. По итогам анализа для отдельных скважин на более поздней стадии определен третий псевдоустановившийся режим с увеличенным объемом дренируемых запасов. Третий режим характеризуется увеличением плотности добываемой продукции и ранее не описан в литературе. Наиболее вероятным источником дополнительного более плотного объема является битуминозная органика, которая в первичном состоянии находится в твердом адсорбированном виде. Данные явления могут происходить только при добыче из нефтематеринских пород, где имеется изобилие битуминозной органики в твердом адсорбированном и жидком растворенном состоянии. Всю природу происходящего на текущем этапе описать не представляется возможным, но вероятно существует ряд совокупных причин включая расширение флюидов, взаимодействие жидкости ГРП

с породой и растрескивание породы за счет депрессии с изменением геометрии порового пространства в процессе разработки. Данные явления характерны только для отдельных горизонтальных скважин с МГРП и не присутствуют, к примеру, при добыче из вертикальных скважин без ГРП.

Ключевые слова: нефтематериские породы, динамический материальный баланс, десорбция, адсорбция, происхождение нефти, горючие сланцы, пиролиз, естественный режим, верхнеюрские отложения, баженовская свита, кероген

Для цитирования: Иванов Д. А. Особенности добычи нефти из нефтематеринских пород // Наука. Инновации. Технологии. 2025. № 1. С. 177–214. <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.1.8>

Финансирование: работа выполнялась в рамках договора между ООО «Лукойл-Инжиниринг» и ООО «Лукойл – Западная Сибирь» в 2023 году по абонентскому обслуживанию.

Конфликт интересов: автор заявляет об отсутствии конфликта интересов.

Статья поступила в редакцию 14.01.2025;
одобрена после рецензирования 10.03.2025;
принята к публикации 20.03.2025.

2.8.4. Development and Operation of Oil and Gas Fields (Technical sciences)

Research article

Some features of source rock oil production

Denis A. Ivanov

LUKOIL-Engineering (3, Bldg 1b, Pokrovsky Blvd, Moscow, 109028, Russian Federation),
Higher School of Petroleum, Advanced Petroleum Engineering School (186a, Sovietskaya St., Almetьевск, Russian Federation)
denis_a_ivanov@hotmail.com; <https://orcid.org/0009-0007-6402-5134>

Abstract. The paper describes the current state of source rock oil production in the world and the current state of research. Production from source-rocks is generally characterized by two consecutive pseudo-steady state flows from the fractured and the matrix media. The dy-

namic material balance method is used to analyze production data for wells that produce in a pseudo-steady-state from one source-rock field in Western Siberia. The analysis allowed us to determine the volume of drained reserves separately from the fractured medium (including secondary fractures from hydraulic fracturing) and the matrix medium. Based on the results of the analysis, a third pseudo-steady-state regime with an increased volume of drained reserves was determined for individual wells at a later stage of production. The third mode is characterized by an increase in the density of the produced oil products and has not been previously described in the literature. The most likely source of an additional denser fluid is the bituminous organic matter, which in its primary state is in a solid adsorbed form. These phenomena can occur only in source-rock, where there is an abundance of bituminous organic matter in a solid adsorbed and liquid dissolved state. It is not possible to describe the entire nature of what is happening at the current stage, but full description will include a combination of effects including the expansion of fluids, the interaction of hydraulic fracturing fluid with rock and rock cracking due to depression with a change in the geometry of the pore space during development. These phenomena are typical only for individual horizontal wells with multistage hydraulic fractioning and are not present, for example, when producing from vertical wells without hydraulic fracturing.

Keywords: oil source rocks, flowing material balance, desorption, adsorption, origin of oil, oil shale, pyrolysis, natural oil flow, Upper Jurassic deposits, Bazhenov formation, kerogen

For citation: Ivanov DA. Some features of source rock oil production. *Science. Innovations. Technologies.* 2025;(1):177-214. (In Russ.). <https://doi.org/10.37493/2308-4758.2025.1.8>

Funding: the work was carried out under the agreement between LUKOIL-Engineering LLC and LUKOIL – Zapadnaya Sibir LLC in 2024 as part of a service contract.

Conflict of interest: the author declares no conflicts of interests.

The article was submitted 14.01.2025;
approved after reviewing 10.03.2025;
accepted for publication 25.03.2025.

Введение

Разработка и промышленная добыча нефти из нефтематеринской породы развивается быстрыми темпами, опережая все ранее сделанные прогнозы. Объемы добычи сланцевой нефти в США существенно изменили структуру мирового производства и потребления углеводородного сырья [1]. Появление технологий горизонтального бурения с многостадийным ГРП одномоментно превратило добычу из нефтематеринских пород из стратегического направления в одно из наиболее привлекательных направлений в части добычи и монетизации углеводородов. Практически все основные транснациональные нефтяные компании проявили большой интерес в данном направлении. Развитию также способствовали стабильно высокие цены на нефть. Падающую добычу из традиционных коллекторов в США можно было заменить либо импортом, либо новыми видами ресурсов. Нефтематеринские бассейны в США оказались очень привлекательными в части добычи горизонтальными скважинами с ГРП. Толщины, свойства нефти, степень зрелости основных нефтематеринских бассейнов оказались наиболее благоприятными и оптимальными для добычи нефти. Наличие рынков сбыта в непосредственной близости к месторождениям сделало применение дорогих технологий рентабельным. В процессе ввода объектов добычи стоимость добычи начала снижаться, так как рынок услуг в части бурения и проведения МГРП являлся исключительно рыночным. Появление новых данных и набор опыта существенно снизило риски и стоимость работ. В промышленную стадию за несколько лет добычи были введены практически все основные бассейны с нефтематеринскими породами на территории США. Одновременно расширилась программа по опытно-промышленным работам в области добычи пиролитическими способами путем инициирования разложения керогена из нефтематеринских пород путем подачи теплоносителя [2]. В других странах рост добычи из нефтематеринских пород на начало сланцевой революции в США в 2009–2010 гг. не наблюдался. Однако произошел существенный рост геологоразведочных работ и опытно-промышленных испытаний.

Добыча нефти из нефтематеринских пород (сланцевая нефть) начала расти в США в 2009–2010 годы [3, 4]. На начало слан-

цевой революции добыча составляла не более 30 тыс. тонн в сутки. В первую очередь, в разработку были введены месторождения бассейна Баккен и Волфкамп. К 2015 году добыча достигла 700 тыс. тонн в сутки, а к 2020 году достигла 1,2 млн тонн в сутки. Бассейн Баккен в штате Северная Дакота также является важным для добычи сланцевого газа. Данный бассейн служил основным полигоном для испытания, опробования и развития технологий. На других бассейнах применялись уже готовые опробованные технологии. Добыча из бассейна Игл Форт в штате Техас до 2011 года не велась и за 4 года выросла до 200 тыс. тонн в сутки 2015 году. Данный бассейн также является одним из ключевых бассейнов добычи сланцевого газа [5].

Большинство бассейнов в США находятся на глубине 2000–3000 м с пластовой температурой в интервале 60–120 °С, где текущая степень зрелости относится к нефтегенерирующей стадии, или в «нефтяном окне». На меньших глубинах нефтематеринские породы, из-за более низких температур, не содержат жидких углеводородов, и вся органика содержится в твердом состоянии. На больших глубинах начинается «газовое окно», где за счет больших температур и более интенсивных пиролитических процессов органическое вещество преобразуется в более легкие газообразные углеводороды. Все бассейны со сланцевой нефтью, которые введены в промышленную эксплуатацию в США, являются морскими отложениями с органической материей планктонного происхождения. Это делает месторождения более однородными и монотонными в части геологических свойств породы и содержащейся в ней твердой и жидкой органики. По состоянию на 2023 год в США пробурено и введено в эксплуатацию более 36 тыс. скважин для добычи сланцевой нефти. Всего введено в промышленную разработку 12 бассейнов, при этом порядка 1/3 фонда скважин находится в бассейне Баккен и 1/3 в бассейне Игл Форд. Наиболее продуктивным является бассейн Вольфкамп с добычей порядка 0,5 тонн в сутки на метр горизонтального ствола или более 150 тонн в сутки на скважину в зависимости от длины горизонтального участка. В среднем по всему фонду скважин по всем бассейнам добыча составляет 0,15 тонн в сутки на метр или 50 тонн в сутки на скважину.

Последние 15 лет с началом сланцевой революции в США активно развивается сланцевая отрасль в Китае [6]. Осуществляются геологоразведочные и исследовательские работы. Промышленная добыча ведется в крайне ограниченном объеме в рамках расширенных опытных работ. Нефтематеринские бассейны в Китае значительно отличаются от бассейнов в США. Это в первую очередь озерные или прибрежные формирования в условиях неглубокого моря. Это делает геологическое строение более неоднородным, а органическое вещество с более низким потенциалом в части генерации нефти. Также степень зрелости многих бассейнов не достигла нефтегенерирующих условий, и вся органика находится в твердом состоянии. Наиболее перспективным является направление добычи пиролитическим способом путем закачки теплоносителя в виде перегретого пара для инициирования разложения керогена и его превращения в жидкие и газообразные углеводороды [7]. Другие методы, включая внутрипластовое горение, также рассматриваются. Добыча жидких углеводородов аналогичным способом, как в США, с применением горизонтальных скважин с МГРП, также применяется в ограниченных масштабах, где нефтематеринские породы достигли нефтяного окна. Площади участков, где содержатся жидкие углеводороды, являются ограниченными и непротяженными. Всего перспективными являются 7 бассейнов, где ведутся основные работы. Но исследования и испытания в основном направлены на разработку технологий добычи пиролитическими методами. Наибольшая добыча традиционными способами осуществляется в бассейне Ордос [8, 9]. Пробурено и введено в эксплуатацию 25 горизонтальных скважин с длиной горизонтальной секции 1500–2000 метров в рамках опытных работ. Характеристики являются малопривлекательными в части разработки из-за высокой неоднородности по вертикали и небольших толщин. Средние начальные добиты составляют всего 14 тонн/сутки и, по всей видимости, находятся значительно ниже рентабельности. На втором месте в части текущих уровней добычи находится бассейн Джингар. На месторождении активно развиваются технологии интегрированного проектирования с выявлением лучших зон для бурения, применяя все доступные методы по-

иска. На третьем месте находится бассейн Бохай-Бей, на объекте также установлены рекорды в части достижения начальных промышленных дебитов порядка 100 тонн в сутки на единичных скважинах. Кроме опытно-промышленных работ на уже открытых бассейнах ведутся активные поиски новых нефтематеринских объектов на больших глубинах [10].

Активность в части разработки нефтематеринских пород также набирает обороты на Ближнем Востоке, в первую очередь в части добычи газа [11]. Существенными перспективными запасами нефтематеринских пород обладает Австралия. В Аргентине достигли промышленной стадии добычи сланцевого газа [12]. По итогам исследования, проведенного американской ассоциацией по геологии, было охарактеризовано в 41 странах мира за пределами США 95 бассейнов с нефтематеринскими породами с 137 объектами. Оцененные мировые технические извлекаемые запасы сланцевого газа составляют порядка 220 трлн м³. Технические извлекаемые запасы сланцевой нефти составляют порядка 50 млрд тонн, из которых $\frac{1}{4}$ приходятся на РФ [13].

На территории РФ существует несколько бассейнов нефтематеринских пород. В пределах Западной Сибири нефтематеринской породой является верхнеюрский комплекс с несколькими свитами, включая баженовскую, абалакскую и тюменскую свиту [14–17]. Данный комплекс распространяется по всей площади Западной Сибири и является региональным репером. Это один из основных и самых масштабных нефтематеринских бассейнов в мире. Все углеводороды из традиционных месторождений нефти и газа в Западной Сибири происходят из верхнеюрских нефтематеринских пород. В центральной и южной части Западной Сибири нефтематеринские породы находятся на стадии нефтегенерации и содержат значительные объемы органики в жидком состоянии. Основным источником нефти всех традиционных объектов в центральной части Западной Сибири является баженовская свита. В северной части Западной Сибири баженовские нефтематеринские породы в основном находятся в стадии генерации газа, а тюменская свита является основным источником нефти в регионе в северной части Западной Сибири, включая полуостров

Ямал. Ключевым объектом для испытания технологий и ведением промышленной добычи нефти из нефтематеринских пород является одно месторождение в бортовой части Елизаровского прогиба Ханты-Мансийского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. В данной работе проведен анализ добычи из данного месторождения с учетом особенностей добычи из нефтематеринских пород.

Описание процессов происходящих в нефтематеринских породах

Свойства нефтематеринских пород очень сильно отличаются от традиционных коллекторов. Для корректного прогнозирования добычи необходимо учитывать комплексную структуру порового пространства, неоднородность и разнообразность свойств. Нефтематеринские породы содержат органику в твёрдом и адсорбированном состоянии, что практически не встречается в обычных коллекторах либо не имеет существенного влияния.

В целом исследования свойств нефтематеринских пород относятся к геохимии, где многие подходы были заимствованы у исследования свойств углей [18]. Для нефтематеринских пород, в первую очередь, важно определить нефтегенерирующий потенциал. Кроме легкой жидкой подвижной нефти, нефтематеринские породы содержат отдельную битуминозную фракцию. Эта фракция является адсорбированной на поверхности твердого органического вещества и минералов [19, 20]. Адсорбированная органика является не подвижной и не принимает участие в разработке на первых этапах. В обычном состоянии не происходит обмен веществ между адсорбированной частью с жидкостью, так как адсорбированная часть связана физическими связями.

Принципиальные отличия между традиционными (ловушки заполненные нефтью) и нефтематеринскими породами начинают проявляться при сравнении свойств флюидов по площади и по глубине. Нефтематеринские породы часто находятся на разной стадии зрелости в зависимости от местоположения по площади и по глубине. Степень зрелости очень зависит от истории залегания, включая

исторические температуры и другие особенности. Небольшие отличия в текущей и исторической температуре значительно меняют свойства, характер и состав органического вещества в жидким виде. По мере повышения температуры начинают образовываться более легкие углеводороды за счет расщепления связей. В зависимости от стадии зрелости на разных площадях меняются практически все свойства нефти, включая состав, газосодержание, плотность, вязкость, температура застывания и т. п.

Нефти содержат растворенную твердую органику. К растворенной твердой органике относятся асфальтены и смолы, которые в чистом виде являются твёрдыми веществами. В нефтематеринских породах значительная доля органики представлена именно этими фракциями, соответственно, их роль является существенной. Данные органические соединения являются слаборастворимыми, соответственно, большая часть этого материала остается в исходном твердом состоянии как часть породы.

Основная часть твердого органического вещества – керогена – не растворяется в жидких углеводородах ни при каких условиях без химической деструкции. Извлекать нерастворимые органические соединения из керогена невозможно традиционными методами. Нефтематеринские породы имеют размеры пор очень малого диаметра, которые на порядок меньше размера пор традиционных коллекторов. Это связано с высоким содержанием глин, которые имеют малые размеры частиц. Малые размеры пор создают высокую площадь контакта между твердой породой с керогеном и подвижной жидкой нефтяной фазой. Наличие большой площади контакта в совокупности с высоким содержанием твердых органических веществ создает все предпосылки для адсорбции большого объема различных нефтяных фракций на поверхности. Слой адсорбированной органики, как правило, имеет незначительную толщину по поверхности, но из-за большой площади объем становится очень существенным.

Адсорбируются в первую очередь вещества с повышенной полярностью и с функциональными кислородсодержащими группами. Соответственно, адсорбированные соединения будут более тяжелыми по сравнению с жидкой подвижной фракцией.

Материалы и методы исследований

Методика анализа добычи динамическим материальным балансом

Механизм извлечения газа или нефти из нефтематеринских пород несколько отличается от традиционных коллекторов. Каждая скважина, как правило, отбирает собственный объем газа или нефти в непосредственной близости. Действует только естественный упруго-напорный режим и практически отсутствует интерференция. Среднее пластовое давление в зоне отбора для таких коллекторов, как правило, не известно, так как для этого скважину необходимо остановить на длительный промежуток времени. Соответственно, традиционные методы оценки запасов материальным балансом не применимы из-за отсутствия соответствующих данных.

Для анализа извлекаемых запасов и характеристики разработки нефтематеринских пород разработан так называемый метод динамического материального баланса [21]. В методе используется давление на забое вместо пластового давление для расчета извлекаемых запасов аналитически-графическим методом. Метод применим только для условий работы скважин в ограниченной области дренирования с истощением пластовой энергии. В этом случае режим скважины является псевдоустановившимся (полустационарный, semi-steady-state) с непрерывным снижением давления на границе участка. Динамика снижения давления на забое имеет прямое отношение к динамике снижения давления в зоне отбора и позволяет вывести фундаментальные зависимости. Впервые формула была приведена и успешно применена для анализа добычи газа из ограниченного объема с постоянным дебитом в условиях псевдоустановившего режима. Первая предложенная методика имела ограниченное практическое применение из-за того, что работает в очень узких условиях с постоянным дебитом. Первая более практическая методика была модификацией и могла применяться для условий добычи с меняющимся дебитом и режимом. Также методика может быть применена как для анализа добычи нефти, так и газа [22]. В целом методика разработана для анализа добычи из ограниченного объема, к чему относятся сланцевые нефти. Принцип методики, следующий [23]:

Общее снижение давления Δp определяется как разница текущего забойного давления p_i и начального пластового давления p_{wf} . Общее изменение давления Δp складывается из двух частей – изменение среднего пластового давления за счет разработки и истощения запасов, и разница давления между средним текущим пластовым давлением и забойным давлением за счет фильтрации флюидов к скважине:

$$\Delta p = p_i - p_{wf} = (p_i - \bar{p}) + (\bar{p} - p_{wf}).$$

Изменение среднего пластового давления выражается в виде зависимости доли накопленной добычи от начальных запасов в соответствии с классической формулой материального баланса:

$$(N \cdot \frac{B_{oi}}{C_o}) \cdot (p_i - \bar{p}) \cdot c_t = N_p \cdot B_o \rightarrow p_i - \bar{p} = \frac{S_o \cdot N_p}{N \cdot c_t \cdot \Delta p}.$$

Разница между средним пластовым давлением и давлением на забое формируется в виде классической формулы притока в зависимости от дебита и параметров, которые как правило не зависят от давления и представлены в виде константы:

$$\bar{p} = p_{wf} = \frac{11,57 \cdot B_o \mu}{k \cdot h} \cdot \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_{wa}} \right) - \frac{3}{4} \right] \cdot q_o = b_{pss} \cdot p_s,$$

Объединив три формулы в одну получается следующая зависимость:

$$\frac{q_o}{\Delta p} = \frac{1}{N \cdot b_{pss}} - \frac{S_o \cdot N_p}{c_t \cdot \Delta p} \cdot \frac{1}{N \cdot b_{pss}},$$

- где S_o – нефтенасыщенность;
 C_t – общая сжимаемость;
 N_p – накопленная добыча нефти;
 N – начальные запасы нефти;
 q_o – дебит нефти;
 p_i – начальное пластовое давление;
 p_{wf} – забойное давление;
 \bar{p} – среднее текущее пластовое давление,
 B_o – объемный коэффициент нефти.

Построение графика $p_o/\Delta p$ против $S_o \cdot N_p / (c_t \cdot \Delta p)$ для работы скважины в замкнутом пространстве приведет к линейной зависимости, а пересекать линия ось Y будет в значении начальных геологических запасов в зоне отбора. Применение вышеописанного динамического материального баланса для оценки извлекаемых запасов также описано во временном методическом руководстве по подсчету запасов нефти в трещинных и трещинно-поровых коллекторах в отложениях баженовской толщи [24].

Метод имеет ряд погрешностей в связи с тем, что многие параметры, которые приняты константой, в действительности зависят от давления и степени выработки. В этой связи в целом метод имеет концептуальное применение с качественными выводами. Также методика практически не применима для анализа разработки в условиях появления газа в свободном состоянии ниже давления насыщения. Для таких особых условий эксплуатации существуют модифицированные более комплексные методы динамического материального баланса с использованием псевдодавления с вводом различных поправок и модификаций. Такие подходы не рассмотрены в данной работе. Прямолинейная зависимость образуется в случае псевдоустановившегося однофазного режима работы скважин в условиях ограниченного объема.

Наиболее простой подход, описанный выше, успешно был применён для обработки данных по добыче сланцевой нефти из месторождения Бохай-Бей в Китае из горизонтальных скважин с МГРП [25]. Авторы успешно применили методику и выявили режим работы скважин с добычей из трещиноватой среды и из низкопроницаемой матрицы с количественной оценкой запасов в каждой из этих сред в зоне отбора. Авторы предполагают, что при режиме добычи из трещиноватой среды фильтрация происходит из нескольких схожих по фильтрационным характеристикам сред:

- 1) из трещин ГРП с пропантом;
- 2) из трещин, которые образовались при проведении ГРП, но без пропанта и
- 3) естественных трещин, которые присутствуют в коллекторе.

При фильтрации и добыче нефти из трещин матрица в добыче не участвует, и этот период характеризуется и определя-

ется ограниченными запасами трещин. Данное предположение позволяет оценить запасы трещиноватой среды в зоне отбора в случае псевдоустановившегося режима. Добыча и фильтрация из низкопроницаемой матрицы начинается при достижении определенного градиента давления на поздней стадии по итогам истощения запасов трещин. На этом этапе формируется прямолинейная зависимость на графике с другим градиентом и другим пересечением оси Y в соответствии с объемами запасов матрица + трещина. В начале этапа фильтрации из матрицы, по мнению авторов, в разработку вступает матрица, которая находится в зоне и плоскости (площади) распространения трещин от ГРП. На последнем этапе, при определенных обстоятельствах, в разработку будут вступать удаленные области за пределами площади влияния ГРП. Каждый из этапов и стадий добычи представляет отдельную область с ограниченными запасами и может быть проанализирован представленной методикой, если в каждом этапе будет установлен определенный псевдоустановившийся режим. Для каждого режима формируется прямолинейная зависимость. В данной работе методика используется для анализа добычи одного объекта верхнеюрских нефтематеринских пород месторождения в Западной Сибири.

Основные характеристики и состояние разработки месторождения в Ханты-Мансийском районе

В период времени с середины 2000-х до начала 2010-х годов на верхнеюрские нефтематеринские пласти «объект Б» были пробурены наклонно-направленные скважины с целью осуществления добычи нефти на естественном режиме в рамках опытно-промышленных работ. Часть пробуренного в этот период фонда скважин по-прежнему находится в эксплуатации. На «объекте Б» также начат промышленный эксперимент по термогазовому воздействию с площадной закачкой воздуха в пласт с инициированием внутрипластового горения и организации фронта вытеснения продуктами горения. В настоящее время реализуется термогазовое воздействие на третьем участке «объекта Б». Результаты данного эксперимента и показатели скважин в зоне воздействия в этой работе

не рассмотрены. В конце 2018 года на месторождении началось интенсивное разбуривание с ростом объемов добычи нефти, которое продолжается в настоящее время. Фонд добывающих скважин на месторождении в 2023 году составил 300 ед. Все новые скважины являются горизонтальными с многостадийным ГРП. Технологии бурения в целом хорошо отработаны для этого месторождения и приносят стабильные положительные результаты. В первые месяцы после ввода в эксплуатацию скважины работают в фонтанном режиме, далее выполняется перевод на мех. добычу. В промышленную разработку также был введен второй «объект Т» верхнеюрского комплекса и третий объект доюрских отложений. В статье рассмотрены показатели работы только скважин с «объекта Б». На сегодняшний день большая часть месторождения разбурена. Работы по обустройству и вводу основных объектов подготовки нефти и попутного газа находятся на завершающей стадии. В настоящий момент завершается подготовка планов к вводу объектов верхнеюрского комплекса соседних месторождений и структур с аналогичными свойствами.

Свойства флюидов анализируемого «объекта Б» были хорошо изучены глубинными пробами в северной и в центральной зоне. При этом отдельные участки объекта, включая всю западную часть месторождения, не охвачены исследованиями РВТ. Несмотря на то, что только центральная и северная части охвачены исследованиями РВТ, свойства нефти имеют значительный разброс. В центральной части нефти являются более легкими с плотностью в стандартных условиях в среднем 820 кг/м³ и вязкостью около 3 сПз в стандартных условиях. В северной части нефти являются более тяжелыми с плотностью в среднем около 830 кг/м³ и вязкостью в стандартных условиях около 4 сПз. В пластовых условиях вязкость нефти составляет в среднем 0,6 сПз по всему объекту. Давление насыщения и газовый фактор также имеют значительный разброс и в среднем составляют 110 атм. и 100 м³/тонн по всему объекту соответственно. Нефти характеризуются крайне низким содержанием асфальтеновой фракции, массовая доля асфальтенов в среднем равна 0,3 % с максимальным значением 0,6 %. Доля смол в среднем составляет 5,2 % по массе и изменяется в пределах 3–7 %. Зоны с меньшей вязкостью и плотностью содержат меньше смолистых фракций. Со-

держание парафинов составляет в среднем 2,6% по массе. Также имеется большой разброс температуры застывания нефти. В зонах с меньшей плотностью минимальная температура застывания составляет -30°C при средней -26°C . В центральной части, где плотность немного выше, температура застывания в среднем составляет -23°C . Молекулярная масса товарной нефти находится в пределах 92–147 г/моль со средним значением 110 г/моль. Молекулярная масса растворенного газа находится в пределах 28–35 г/моль со средним значением 32 г/моль. Объемный коэффициент находится в диапазоне 1,135–1,538 со средним значением 1,36.

На нескольких скважинах был проведен комплекс геохимических исследований, включая стандартную оценку методом Rock-eval со следующими средними значениями: TOC – 13,4 % масс, S1 – 6,5 мг УВ / г породы, S2 – 35 мг УВ / г породы, Tmax – 447°C , HI – 347 мг УВ / г TOC. Объем органического вещества и потенциал генерации нефти за счет пиролиза в породе характеризуется как очень высокий.

Результаты исследований и их обсуждение

Анализ добычи динамическим материальным балансом

Всего проанализировано 8 вертикальных скважин, пробуренных в период 2008–2011, 2 горизонтальные скважины, пробуренные до 2018 года и 32 горизонтальные скважины с МГРП, пробуренные в период 2018–2022 гг. Анализировались только объекты основного нефтематеринского «объекта Б» верхнеюрского комплекса. Кусты, введенные в 2023 году, не анализировались из-за отсутствия достаточного количества данных и истории добычи. Также не анализировалась добыча по некоторым разведочным скважинам из-за отсутствия длительного стабильно периода добычи. Накопленная добыча была доступна помесячно, соответственно, данные по дебитам и давлениям усреднялись для каждого месяца. Все графики приведены в единый вид, где каждое значение соответствует одному месяцу работы скважины. По оси Y строится значение $q_o/\Delta p$, которое в данной работе называем приведенный дебит, а по оси X строится значение $S_o \cdot N_p / (c_t \cdot \Delta p)$ которое называем в данной работе приведенный отбор. Также при-

ведены графики динамики изменения дебита нефти и плотности нефти по времени.

Скважина вертикальная-1 эксплуатируется с начала промышленной непрерывной эксплуатации месторождения. Скважина находилась непрерывно в эксплуатации более 15 лет. Метод динамического материального баланса демонстрирует прямолинейную зависимость на протяжении всей истории разработки (рис. 1А). Это означает, что скважина дренировала один ограниченный объем с непроницаемыми границами в течение всего времени. Данная скважина позволяет провести определенные настройки и в этом смысле является особенным эталонным случаем. Отсутствие ГРП и других ГТМ в процессе добычи также упрощает обработку и анализ данных. Скважина отобрала порядка 90 % от всех начальных извлекаемых запасов. Фактические отобранные объемы запасов позволяют настроить коэффициент общей сжимаемости c_t для получения корректного значения приведенного отбора по оси Y и корректного пересечения прямой оси Y при значении начальных извлекаемых запасов. Псевдоустановившийся режим с ограниченным объемом дренируемых запасов также хорошо прослеживается при анализе кривой падения добычи нефти (рис. 1Б).

Одна из первых пробуренных горизонтальных скважин горизонтальная-1 также демонстрирует стабильный режим. Скважина работала при другом режиме в начальный период в течение 4-х месяцев, дренируя ограниченные запасы в трещиноватой части в зоне отбора. Скважина отобрала более 90 % от всех начальных извлекаемых запасов и также является эталонной в части анализа и начальных настроек аналитической модели (рис. 2).

Одна из первых пробуренных горизонтальных скважин горизонтальная-1 также демонстрирует стабильный режим. Скважина работала при другом режиме в начальный период в течение 4-х месяцев, дренируя ограниченные запасы в трещиноватой части в зоне отбора. Скважина отобрала более 90 % от всех начальных извлекаемых запасов и также является эталонной в части анализа и начальных настроек аналитической модели (рис. 2).

В начале 2019 года началось интенсивное разбуривание месторождения, было введено много скважин. Большая часть

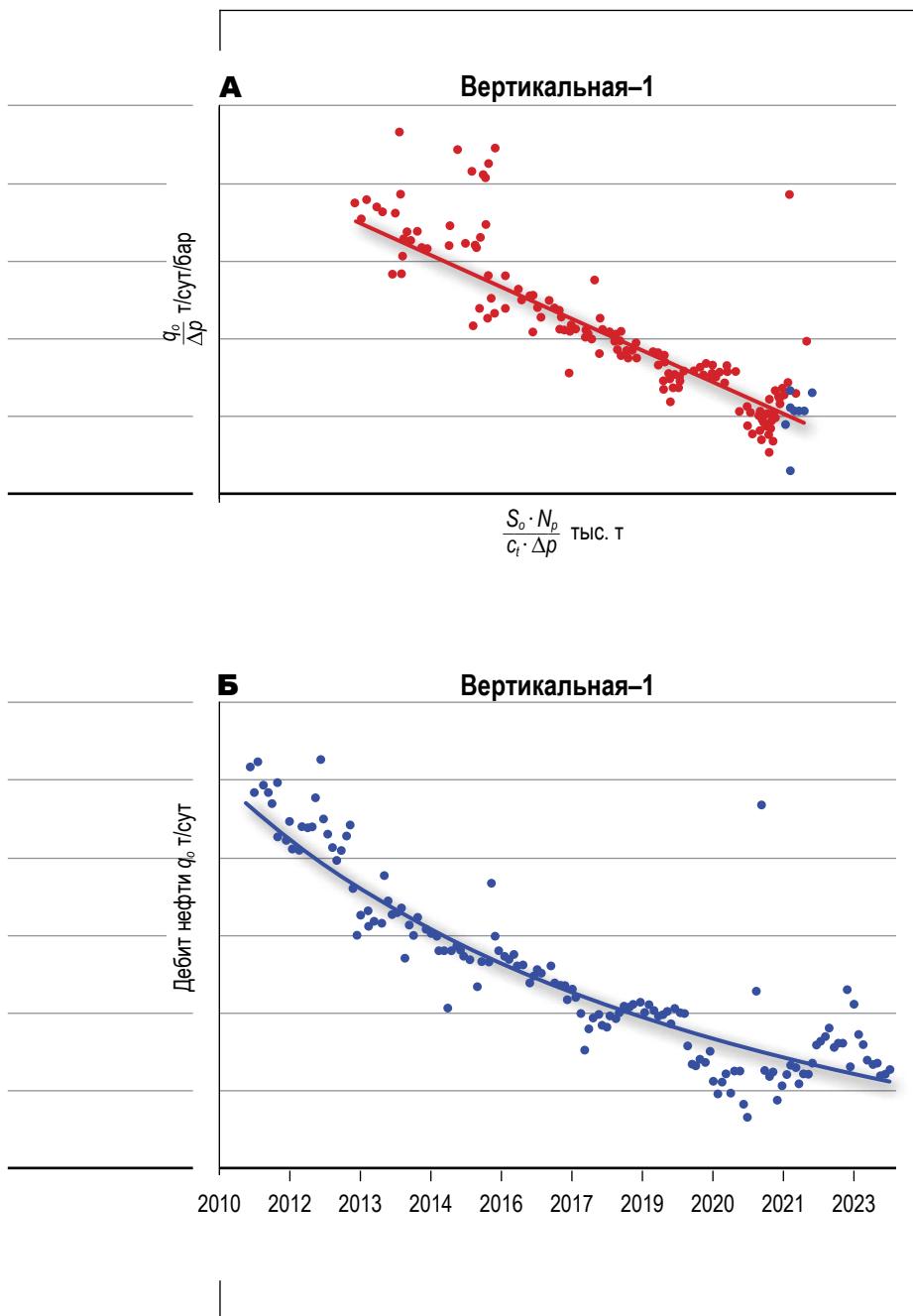


Рис. 1.

Зависимость приведенного дебита нефти от приведенного отбора (А) и динамика дебита нефти (Б) скважины вертикальная-1 в северной части залежи.

Fig. 1. The dependence of the normalized oil flow rate vs normalized cumulative production (A) and the dynamics of the oil flow rate (B) of the Vertical-1 well in the northern part of the reservoir.

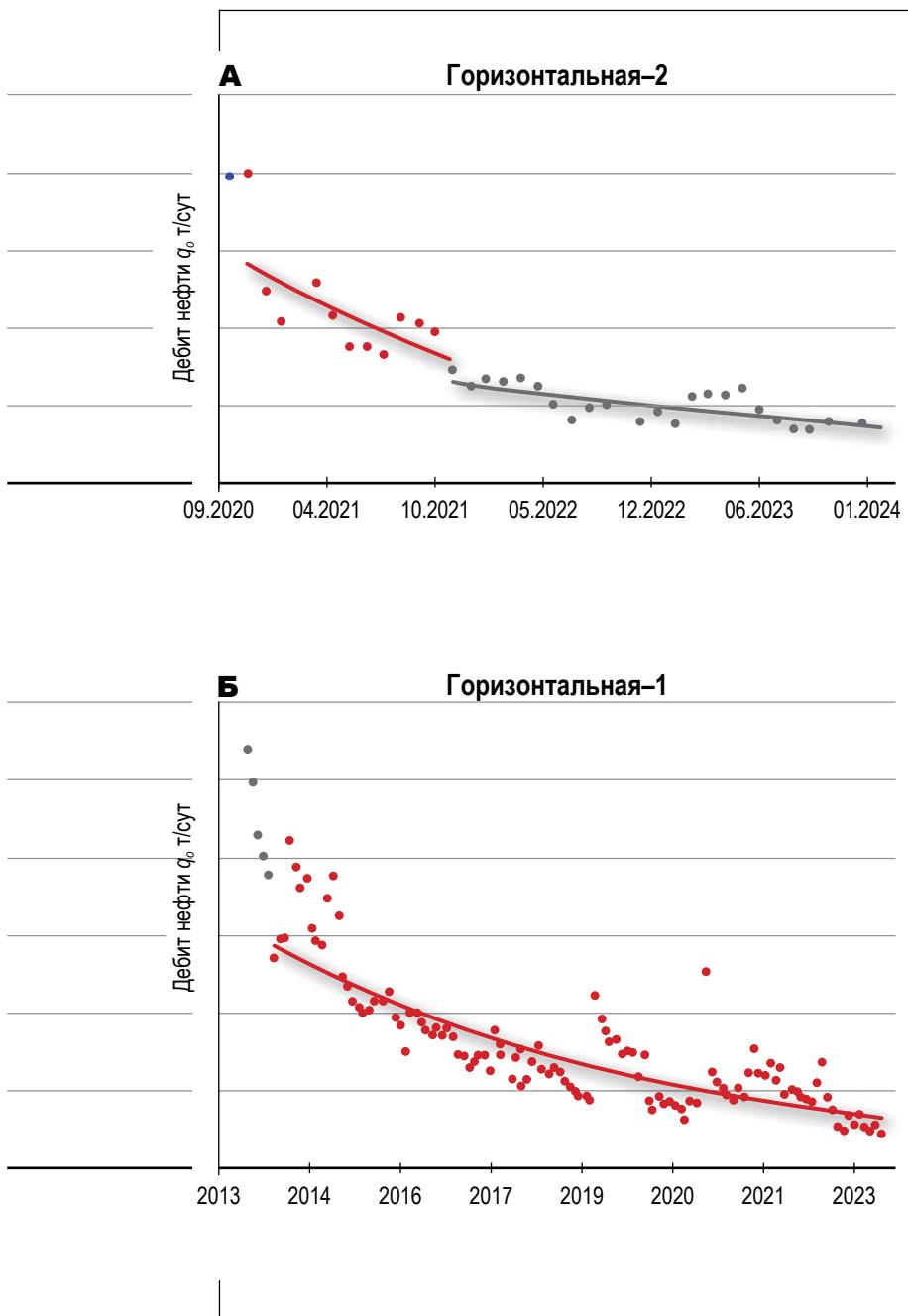


Рис. 2.

Динамика дебита нефти (А) и зависимость приведенного дебита нефти от приведенного отбора (Б) скважины Горизонтальная-1 в центральной части залежи.

Fig. 2. The dynamics of the oil flow rate (A) and the normalized oil flow rate vs normalized cumulative production (B) of the Horizontal-1 well in the central part of the reservoir.

скважин достигла определенных стабильных режимов. Новые скважины были горизонтальные с МГРП. Большая часть скважин в первый период демонстрировала стабильный режим работы, дренируя запасы из трещиноватой части. Объем трещиноватого коллектора в зоне отборе относится к трещине с пропантом, вторичным трещинам в зоне ГРП без пропанта и естественным трещинам, которые примыкают к созданным искусственным трещинам. Данный режим характеризуется как режим с высоким дебитом с высоким темпом падения (рис. 3А), и установившийся режим в виде прямой зависимости на графике зависимости приведенного дебита нефти от приведенного отбора (рис. 3Б). После завершения отбора нефти из трещиноватой части начинается режим отбора из матричной части. Данный переход прослеживается практически на всем фонде. При отборе из трещиноватой части матричная часть в разработке не участвует. Режим отбора из матричной части является более стабильным в части темпа падения дебитов и более продолжительным. Оба режима (отбора из трещин и матрицы) позволяют графически определить извлекаемые запасы в трещиноватой части и в матричной части в зоне отборе каждой скважины.

Скважины горизонтальная-4 и горизонтальная-5 работают на одной кустовой площадке в центральной части, скважины являются близнецами в части геологических свойств и в части объемов извлекаемых запасов из трещиноватой и матричной части по итогам приведенного анализа (рис. 4 А, Б). Соотношение запасов матричной части к трещиноватой части для обеих скважин составляет порядка 2 : 1. Продолжительность работы этих двух скважин не превышает двух с половиной лет.

По мере дренирования объемов и снижения давления режим работы может измениться и может начаться режим дополнительного притока нефти за счет десорбции или за счет притока из более удаленных частей за пределами зоны, которая подверглась воздействию ГРП.

Скважина горизонтальная-6 в южной части проработала более пяти лет. Скважина проработала с режимом трещины в течение одного года, далее последовал переходный период и стабильный

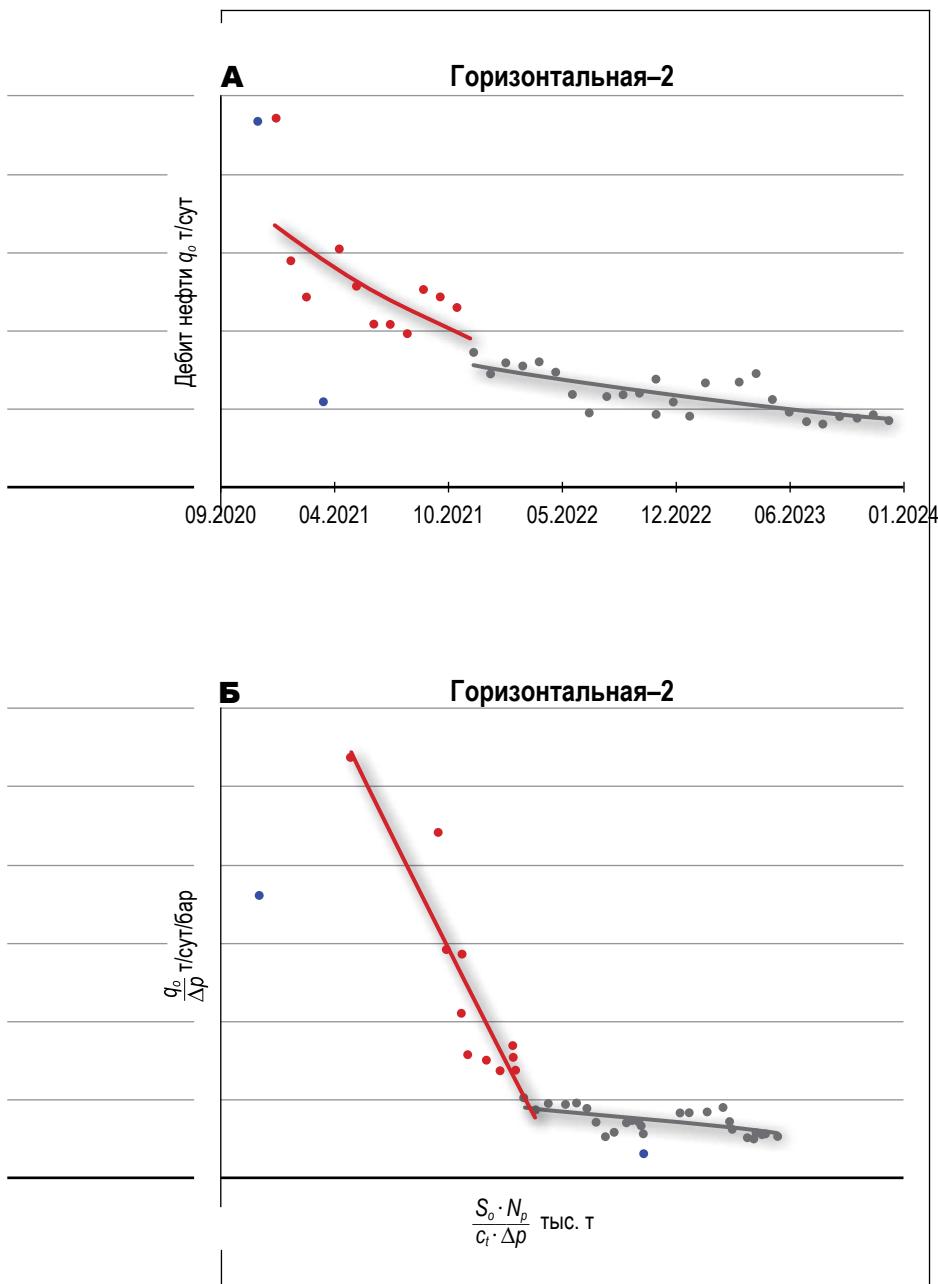


Рис. 3.

Динамика дебита нефти (А) и зависимость приведенного дебита нефти от приведенного отбора (Б) скважины горизонтальная-2 в центральной части залежи.

Fig. 3. The dynamics of the oil flow rate (A) and the dependence of the normalized oil flow rate vs normalized cumulative production (B) of the Horizontal-2 well in the central part of the reservoir.

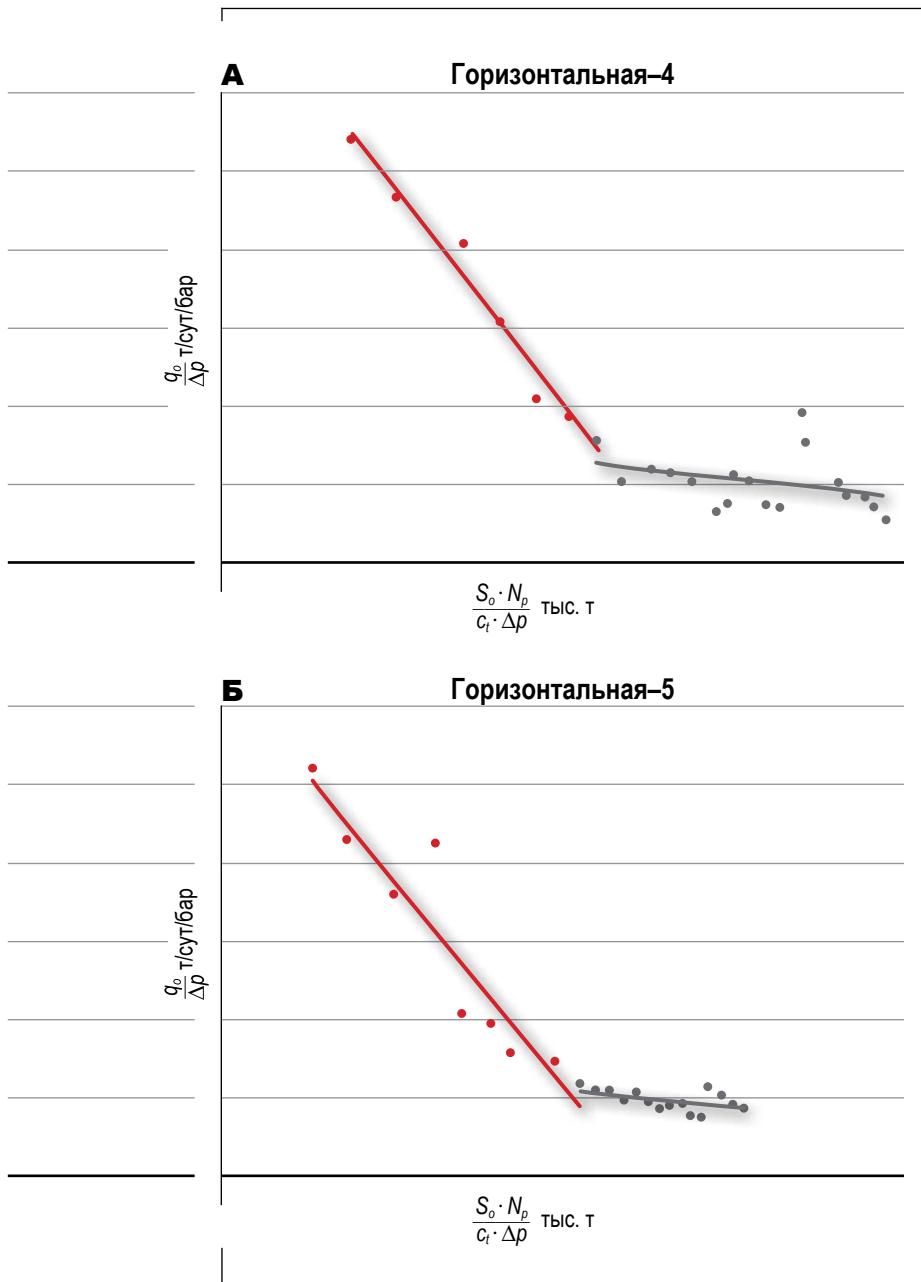


Рис. 4. Зависимость приведенного дебита нефти от приведенного отбора соседних двух скважин в центральной части скважины горизонтальная-4 (А) и зависимость приведенного дебита нефти от приведенного отбора соседних двух скважин в центральной части скважины горизонтальная-5 (Б). Fig. 4. The dependence of the normalized oil flow rate vs normalized cumulative production of the adjacent two wells in the central part of the well is Horizontal-4 (A) and the dependence of the normalized oil flow rate vs normalized cumulative production of the adjacent two wells in the central part of the well is Horizontal-5 (B).

период дренирования ограниченного объема из матричной части в течение 1,5 лет (рис. 5). Оба периода также имеют соответствующий характерный темп падения (рис. 6 А). После завершения второго периода начался еще один переходный период с выходом на новый третий псевдоустановившийся режим работы с ограниченными запасами и областью дренирования. Переход на третий режим соответствует росту дренируемых запасов на 10 % относительно запасов, которые были на втором матричном режиме. Не имея дополнительных данных, третий режим можно было бы отнести к режиму подключений удаленной области в качестве дополнительной подпитки. Однако наличие данных по росту плотности добываемой нефти (рис. 6 Б) говорит о том, что данный режим относится именно к режиму дополнительного десорбционного притока. Более вязкие фракции, ранее структурно связанные с твердым керогеном, становятся подвижными за счет снижения давления и других изменений в поровом пространстве и разрушения связывающих физических связей.

Аналогичная ситуация наблюдается на скважинах горизонтальная-7 в западной части, где после продолжительного периода работы в нестационарном режимы произошел переход на аналогичный режим с ростом дренируемых запасов на 10 % и сопутствующим ростом плотности пластовой продукции (рис. 7 А, Б).

Новые скважины на новых кустовых площадках, введенных с 2019 года, вводились примерно в одно время с небольшим интервалом времени. Это позволяет построить график динамики плотности нефти от начала ввода в эксплуатацию, группируя кустовые площадки в соответствующие площади месторождения (рис. 8). Плотность нефти соответствует оперативным замерам проб. Свойства флюидов очень сильно отличаются по площади. Западная часть имеет наименьшую плотность нефти, равную 817 кг/м³, которая существенно меньше, чем плотность отобранных проб PVT центральной и северной части. В западной части нет проб PVT. Данные свидетельствуют о том, что в этой зоне присутствуют другие более легкие нефти. Более легкие нефти могут образовываться в случае, если в данной области кероген имеет более высокую степень зрелости. В этом случае также будет образо-

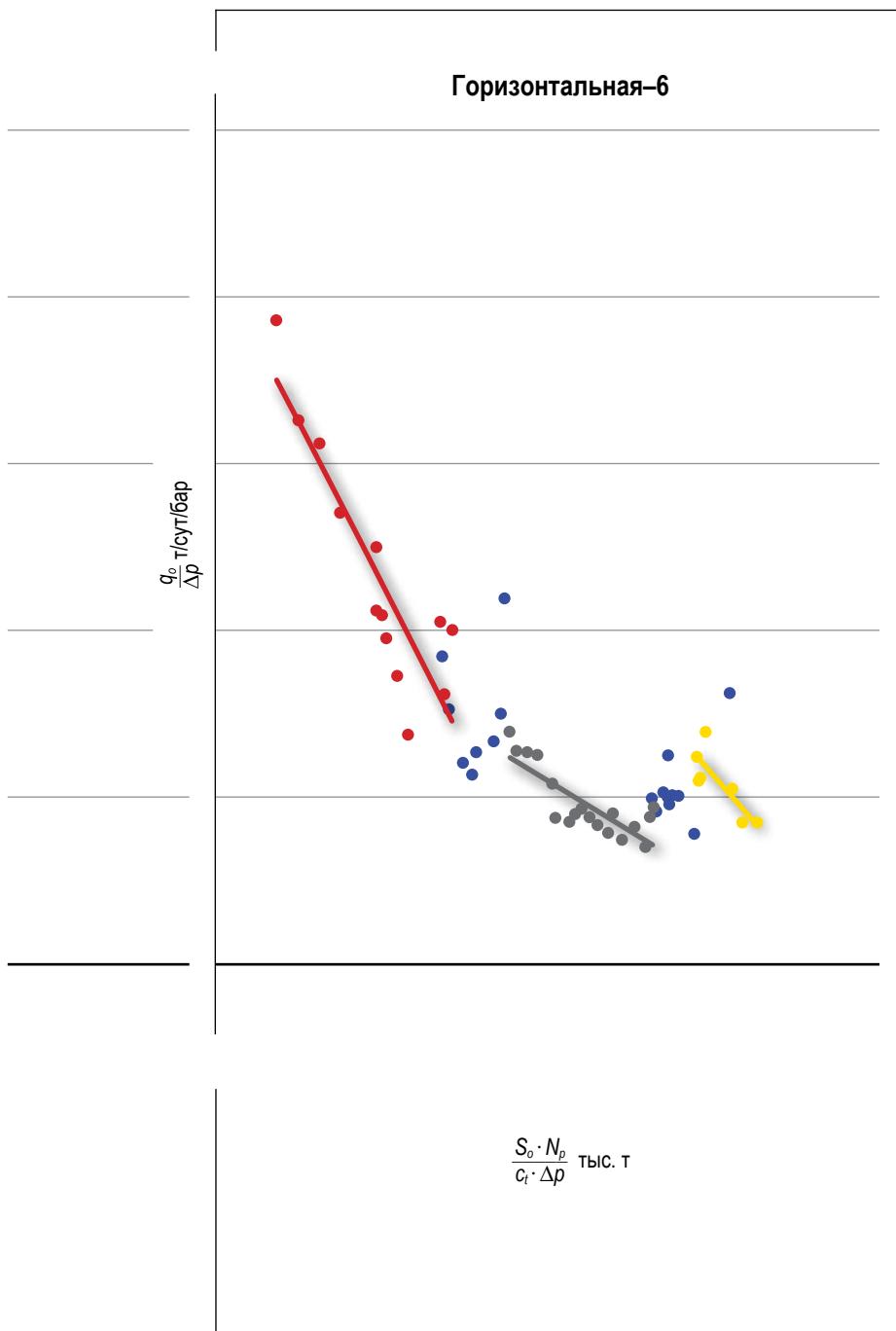


Рис. 5.

Зависимость приведенного дебита нефти от приведенного отбора скважины горизонтальная-6 в южной части.

Fig. 5. The dependence of the normalized oil flow rate vs normalized cumulative production well Horizontal-6 in the southern part.

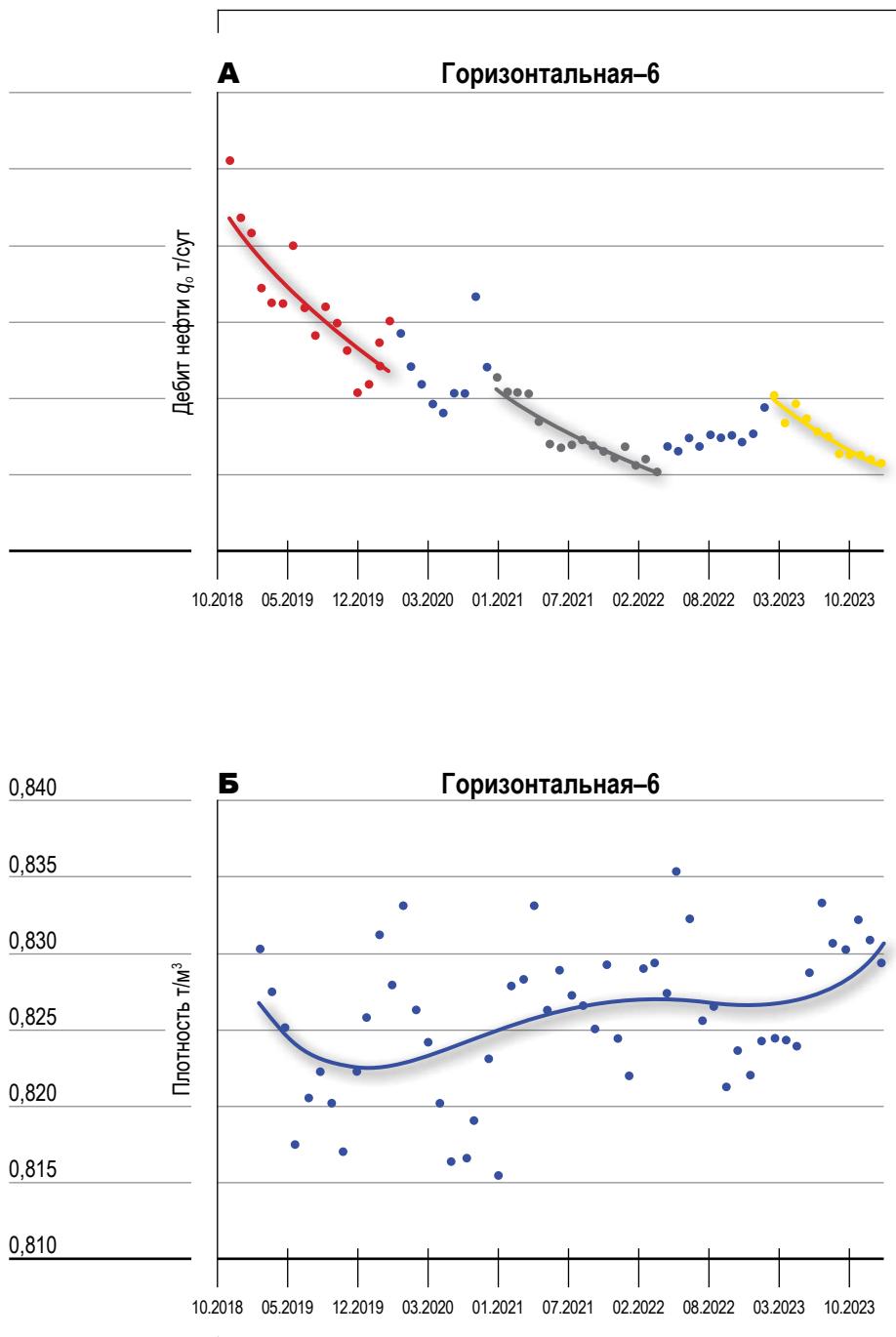


Рис. 6.

Динамика дебита нефти (А) и динамика плотности продукции (Б) скважины горизонтальная-6 в южной части.

Fig. 6. Dynamics of oil flow rate (A) and dynamics of production density (B) of the Horizontal-6 well in the southern part.

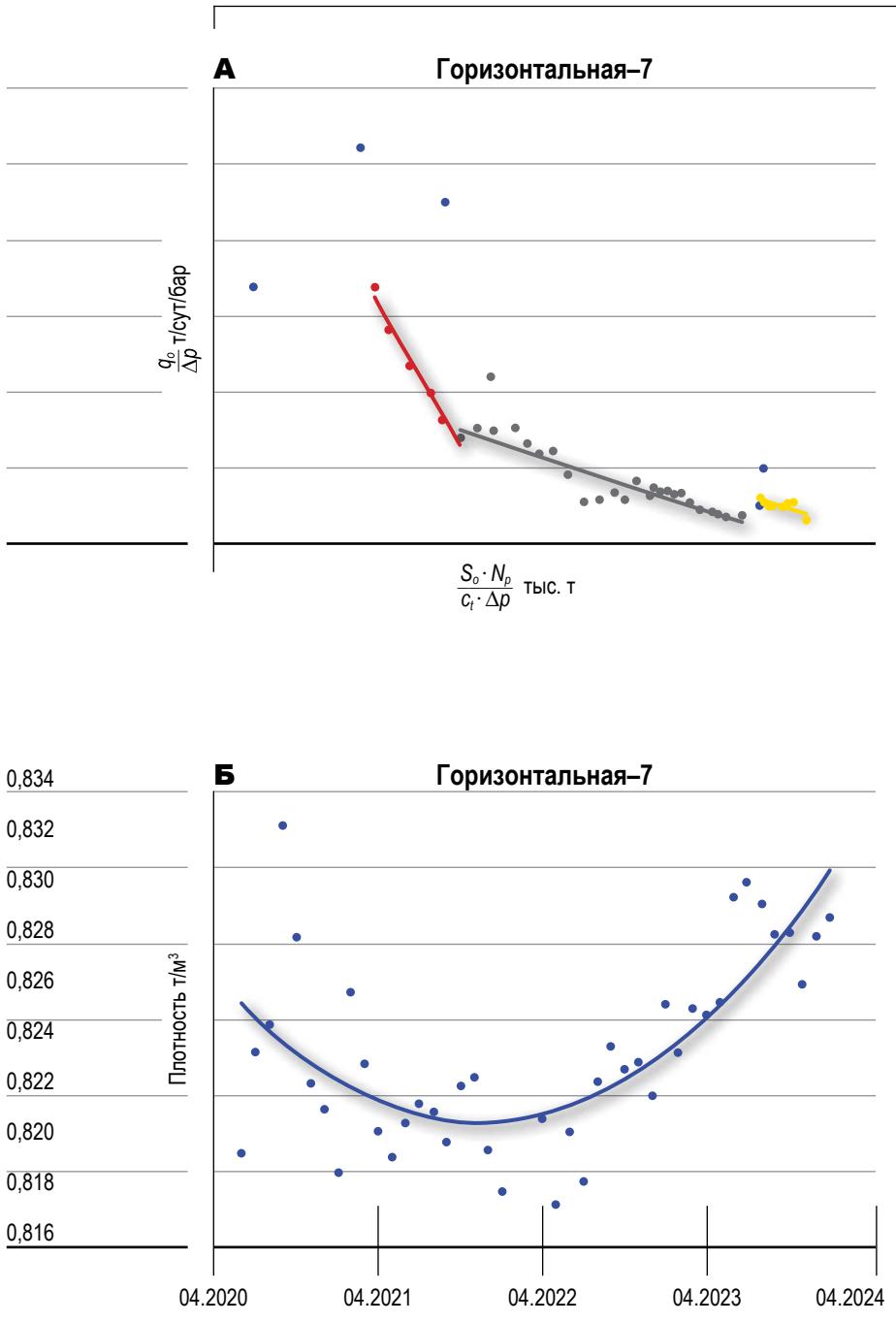
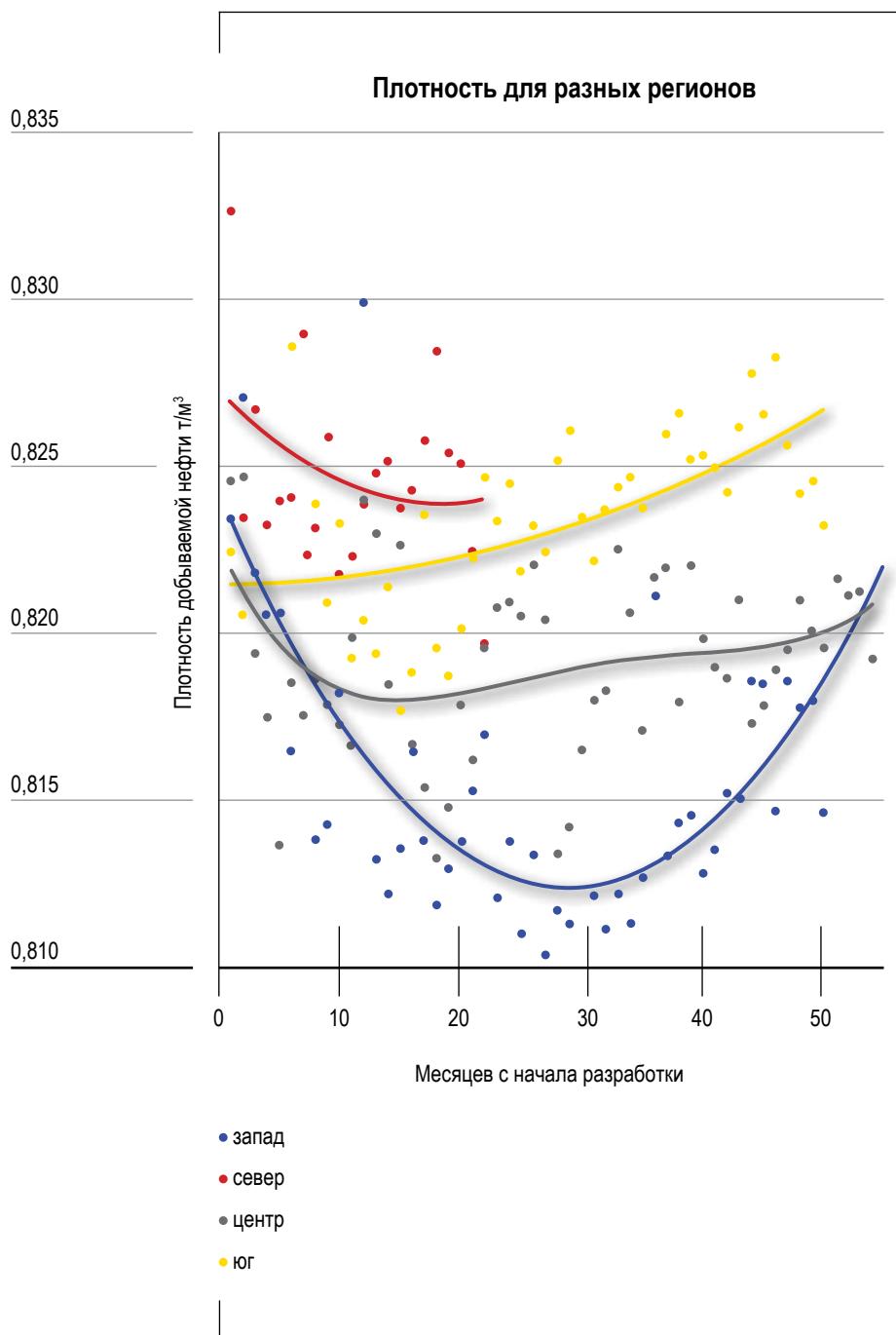


Рис. 7. Зависимость приведенного дебита нефти от приведенного отбора (А) и динамика плотности продукции (Б) скважины горизонтальная-7 в западной части. Fig. 7. The dependence of the normalized oil flow rate vs normalized cumulative production (A) and the dynamics of the production density (B) of the Horizontal-7 well in the western part.

**Рис. 8.**

Динамика плотности добываемой продукции для основных площадей.

Fig. 8. Dynamics of the density of produced products for the main areas.

вываться больший объем жидкой нефти. Данное обстоятельство также косвенно подтверждается наличием длительного, до 15 месяцев, периодом фонтанного режима. При этом фонтанный режим в других областях не превышает 3–4 месяцев. Длительное фонтанирование возможно только при наличии избыточного пластового давления, которое возникает при разложении керогена в жидкое и газообразное состояние. В западной части также происходит значительный рост плотности продукции во всех скважинах в процессе разработки. Данный рост плотности делает более контрастным переход на режим с дополнительной подпиткой нефти за счет десорбционных процессов. Плотности добываемой продукции в других областях соответствуют значениям проб РВТ, что подтверждает правильность этих оперативных данных. В центральной части плотность нефти слабо меняется в процессе разработки. В южной части плотность имеет небольшую тенденцию к росту по мере разработки. Ожидается, что в центральной части десорбционный режим будет иметь ограниченный и непродолжительный характер.

Выводы, рекомендации и дальнейшее исследование

Для обработки данных добычи из нетрадиционных нефтематеринских пород был применен метод динамического материального баланса. Алгоритм был опробован ранее на других аналогичных месторождениях и впервые применялся для обработки данных добычи верхнеюрских нефтематеринских пород месторождения в Ханты-Мансийском районе. Метод позволил выделить режимы и продолжительность работы скважин при дренировании ограниченного объема из трещин и из матричной части. Определены объемы извлекаемых запасов в трещиноватой части и матричной части для каждой скважины, где установился соответствующий псевдоустановившийся режим. Обработка данным методом в совокупности с данными динамики плотности добываемой нефти позволила определить отдельный третий псевдоустановившийся режим работы скважины с на более поздней этапе с ростом плотности.

Исследования в данном направлении были инициированы началом осложнений добычи на рассмотренном объекте. Послед ввода новых скважин и отработки на фонтанном режиме в определенный момент происходит рост давления в линиях сбора. В отдельных случаях в линиях сбора происходило перекрытие сечения отложениями. В момент возникновения осложнений на нововведенных скважинах были отобраны и проанализированы пробы. На проблемных участках пробы имели повышенную вязкость нефти и повышенную температуру застывания. Состав проб также был крайне необычный, содержание асфальтенов составляло 1,3 % при среднем содержании всех проб PVT равным 0,3 %.

Сформулированные новые гипотезы дают повод для увеличения исследовательских работ и в других направлениях. Ранее были сформулированы новые алгоритмы и инструменты для определения петрофизических свойств нефтематеринских пород включая определение количества (насыщенности) жидкой, адсорбированной и твёрдой органики [26]. Так как информация об объеме и характере каждой из этих фракций несет коммерческий интерес, то требования к точности приборов и к алгоритму должны возрасти. Для повышения точности потребуется программа лабораторных работ, так как имеются определенные сложности привязки данных каротажа к керну из-за различных систем ошибок прибора Rock-eval, которые детально описаны в этой работе. Если часть твердой органики является извлекаемой за счет десорбции, то потребуется внесение изменений и в методы подсчета геологических и извлекаемых запасов. Этим направлением занимаются ведущие специалисты отрасли [27, 28]. При этом извлекаемые запасы в соответствии с методическими рекомендациями [29] рассчитываются по методу темпа падения. Расчет дренируемых извлекаемых запасов с использованием темпа падения учитывает только запасы, вовлеченные в разработку на момент оценки, и не учитывает объемы, которые будут вовлечены позже. Например, рассчитывая извлекаемые запасы при использовании темпа падения на ранней стадии, когда дренируются только объемы трещиноватой части, не будут учитывать объемы матричной части, которые вступают в разработку позже.

Процесс десорбции битуминозной фракции является достаточно сложным процессом и механизм вовлечения битуминозных фракций в добычу, вероятно, основан на ряде совокупных факторов включая снижение давления, расширение флюидов, расщепление породы за счет депрессии и взаимодействие породы с флюидами ГРП. Образование микротрещин будет способствовать десорбции за счет снижения площади контакта между породой и флюидом. Исследование и расчеты процессов адсорбции [30] на молекулярном уровне продемонстрировали, что адсорбционные характеристики слабо зависят от давления. Однако адсорбционные характеристики сильно зависят от геометрии порового пространства и от размера пор. Поры сферической формы, будут содержать в два раза больше адсорбированной органики по сравнению со щелевидными порами одинакового размера. Вертикальные скважины без ГРП не демонстрируют какие-либо изменения режима и подключения новых запасов в разработку. Флюиды, которые поступают в пласт при процессе ГРП способны одномоментно освободить существенный объем битуминозной фракции. На некоторых скважинах именно в первые месяцы добычи наблюдается максимальное значение плотности (рис. 8) с последующим снижением. Проникновение флюидов ГРП в матрицу возможно будет способствовать снижению необходимой энергии для десорбции и переходу битуминозной фракции в свободное состояние в процессе разработки. Давление при ГРП будет существенно менять структуру порового пространства и возможно именно этот фактор является наиболее существенным. Недостаток легкой органики для транспортировки битуминозной части скорее является основным ограничивающим фактором. Одним важным технологическим направлением является получение дополнительной нефти из нефтематеринских пород путем циклической закачки углеводородных растворителей [31]. Растворители из лёгких углеводородов закачиваются под высоким давлением и могут включать дополнительные поверхностно активные вещества для высвобождения органики из матричной части. Этап добычи сопровождается резким сбросом давления. Все технологические аспекты в описаниях патента не пере-

числены, но не исключают и десорбционные процессы. В любом случае для достижение заявленных показателей (до пятикратного роста извлекаемых запасов) требуется вовлечение всех нефтяных органических соединений в добычу включая адсорбированную битуминозную фракцию.

Явления, связанные с появлением дополнительных битуминозных фракций в добычи, также можно объяснить и другим способом. Битуминозные и газовые соединения могут образовать отдельные соединения за счет так называемого эффекта «вспененной нефти». Это явление также описано в литературе [32] для высоковязких нефтей, но это является новым направлением для такого вида коллектора.

Список источников

1. Rodhan M. A. The Effect of US Shale Oil Production on Local and International Oil Markets // International Journal of Energy Economics and Policy. 2024. Vol. 13. No. 4. <https://doi.org/10.32479/ijep.14455>
2. Liu S., Gai H., Cheng P. Technical Scheme and Application Prospects of Oil Shale In Situ Conversion: A Review of Current Status // Energies. 2023. No. 16 (11). <https://doi.org/10.3390/en16114386>
3. Sorkhabi R., Panja P. Not All Shales Play the Same Game: Comparative Analysis of US Shale Oil Formations by Reverse Engineering and Petroleum Systems // Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). 2021. <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5660>
4. Sorkhabi R., Panja P., Deo M. Production Sweet Spots of Eight US Shale Plays Constrained by Data Analytics of Normalized Production Index, Payzone Depth, and Initial GOR // Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). 2023. <https://doi.org/10.15530/urtec-2023-3866019>
5. Hou L., Zou C., Yu Z., Luo X., Wu S., Zhao Z., Lin S., Yang Z., Zhang L., Wen D., Cui J. Quantitative assessment of the sweet spot in marine shale oil and gas based on geology, engineering, and economics: A case study from the Eagle Ford Shale, USA // Energy Strategy Reviews. 2021. Vol. 38. <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100713>

6. Wang X., Zhang G., Tang W., Wang D., Wang K., Liu J., Du D. A review of commercial development of continental shale oil in China. // *Energy Geoscience*. 2022. Vol. 3. P. 282–289. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2022.03.006>
7. Kang Z., Zhao Y., Yang D., Tian L., Li X. A pilot investigation of pyrolysis from oil and gas extraction from oil shale by in-situ superheated steam injection // *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021. Vol. 196. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108101>
8. Lei Q., He Y., Guo Q., Dang Y., Huang T., Liu C. Technological issues in shale oil development using horizontal wells in Ordos Basin, China // *Journal of Natural Gas Geoscience*. 2023. Vol. 8. P. 377–387. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2023.11.001>
9. Yonghong H., Ting X., Zhen L., Xiaohu B., Jianming F., Xuze Z. Development technologies for Triassic Chang 7 shale oil in Ordos Basin: A case study of Qingcheng Oilfield, W China // *Petroleum exploration and development*. 2018. Vol. 3. P. 321–337. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(18\)30477-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(18)30477-5)
10. Zhu G., Cao Y., Yan L., Yang H., Sun C., Zhang Z., Li T., Chen Y. Potential and favorable areas of petroleum exploration of ultra-deep marine strata more than 8000 m deep in the Tarim Basin, Northwest China // *Journal of Natural Gas Geoscience*. 2018. Vol. 3. P. 321–337. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2018.12.002>
11. Mangha V.O., Lazreq N. Future Proofing the Development of Unconventional Resources in UAE // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference to be held in Abu Dhabi. 2021. SPE-207906-MS. <https://doi.org/10.2118/207906-MS>
12. Mosquera A., Buchanan A., Veiga R., Galan A., Olmos S., Lopasso A., Villar H. Vaca Muerta – Los Molles Multiple Formation Landing Zone Sweetspots, an Emerging Frontier Play for Unconventional ShaleExploration. Puesto Parada (Vaca Muerta)-Punta Senillosa (Los Molles) Discoveries Case Study, Southern Neuquen Basin // Latin America Unconventional Resources Technology Conference. 2023. URTEC-2023-3971660-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2023-3971660>
13. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside

- the United States // Prepared By: Advanced Resources International, Inc Prepared for: U.S. Energy Information Administration U.S. Department of Energy EIA/ARI. 2013. URL: www.eia.gov
14. Ulmishek G. F. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia // U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G. 2004. URL: <https://pubs.usgs.gov/bul/2201/G/B2201-G.pdf> (accessed: 11.01.2025).
 15. Kontorovich A. E., Moskvin V. I., Bostrikov O. I., Danilova V. P., Fomin A. N., Fomichev A. S., Kostyрева Е. А., Melenevsky V. N. Main oil source formations of the West Siberian Basin // Petroleum Geoscience. 1997. Vol. 3. P. 343–358. <https://doi.org/10.1144/petgeo.3.4.343>
 16. Peters K. E., Kontorovich A. E., Moldowan J. M., Andrusevich V. E., Huizinga B. J., Demaison G. J., Stasova O. F. Geochemistry of selected oils and rocks from the central portion of the West Siberian basin Russia // AAPG Bulletin. 1993. No. 77 (5). P. 863–887. <https://doi.org/10.1306/BDFF8D80-1718-11D7-8645000102C1865D>
 17. Liu Z., Moldowan J.M., Nemchenko-Rovenskaya A., Peters K.E. Oil families and mixed oil of the North–Central West Siberian Basin, Russia // AAPG Bulletin. 2016. № 100(03). P. 319–343. <https://doi.org/10.1306/12111514199>
 18. Espitalie J., Madec M., Tissot B., Mennig J. J., Leplat P. Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration // Offshore Technology Conference, Houston, Texas. 1977. OTC-2935-MS. <https://doi.org/10.4043/2935-MS>
 19. Mi S., Guo Q., Zhang Q., Wang J. Classification and potential of continental shale oil resources in China and resource evaluation methods and criteria // Oil Shale. 2023. No. 40(4). P. 283–320. <https://doi.org/10.3176/oil.2023.4.02>
 20. Wang S., Feng Q., Javadpour F., Xia T., Li Z. Oil adsorption in shale nanopores and its effect on recoverable oil-in-place // International Journal of Coal Geology 2015. Vol. 147–148. P. 9–24. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.002>
 21. Mattar L., McNeil R. The “Flowing” Gas Material Balance// J Can Pet Technol. 1998. No. 37 (02). PETSOC-98-02-06. <https://doi.org/10.2118/98-02-06>
 22. Mattar L., Anderson D., Stotts G. Dynamic Material Balance. Oil or Gas-in-Place Without Shut-Ins // J Can Pet Technol. 2005. No. 45 (11). P. 113. <https://doi.org/10.2118/06-11-TN>

23. Stalgorova E., Matta L. Analytical Methods for Single-Phase Oil Flow: Accounting for Changing Liquid and Rock Properties // SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition held in Vienna. 2016. SPE-180139-MS. <https://doi.org/10.2118/180139-MS>
24. Временное методическое руководство по подсчету запасов подвижной нефти трещинных и трещинно-поровых коллекторов сланцевого типа // Недропользование XXI век. 2017. № 3 (60). С. 47–69. EDN WHBISD.
25. Guan Q., Chen C., Pu X., Wan Y., Xu J., Zeng H., Jia C., Gao H., Yang W., Peng Z. Production performance analysis of a continental shale oil reservoir in Bohai Bay basin // Petroleum. Available online 29/11/2023. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.11.002>
26. Мельников Л., Мартынов М., Демин В., Черевко М., Зарай Е. и др. Выделение потенциально-продуктивных интервалов и детальное изучение петрофизических свойств нефтематеринских пород отложений баженовской свиты с помощью специального комплекса ГИС // Российская нефтегазовая техническая конференция SPE, 26–28 октября, 2015, Москва, Россия. <https://doi.org/10.2118/176698-MS>
27. Гутман И. С., Потемкин Г. Н., Балабан И. Ю., Постников А. В., Постникова О. В. и др. Контрольные функции объемного метода при оценке ресурсов углеводородов с применением лабораторных геохимических измерений // Нефтяное хозяйство. 2016. С. 12–17. URL: <https://istina.msu.ru/publications/article/249468630/> (дата обращения: 12.01.2025).
28. Немова В. Д. Ключевые аспекты эффективности технологии извлечения сорбированных углеводородов нефтематеринских пород // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2020. Т. 15. № 1. https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2020
29. Алексеев А. Д., Браткова В. Г., Гутман И. С., Дёмин В. Ю., Карпов В. Б. и др. Методические рекомендации по подсчету запасов нефти в отложениях баженовского горизонта Западно-сибирской нефтегазоносной провинции // Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации. <https://www.gkz-rf.ru/>
30. Wang S., Feng Q., Javadpour F., Xia T., Li Z. Oil adsorption

- in shale nanopores and its effect on recoverable oil-in-place // International Journal of Coal Geology. 2015. Vol. 147–148. P. 9–24. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.002>
31. Downey R.A. System and method for optimized production of hydrocarbons from shale oil reservoirs via cyclic injection // US11851997B2. Date of patent 26.12.2023.
32. Иванов Д. А., Гудошников А. С., Маркес Р. Особенности разработки блока месторождения сверхвязкой, сверхтяжелой нефти на естественном режиме вытеснения (нефтяной пояс Ориноко) // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2024. Т. 19. № 3. URL: https://www.ngtp.ru/rub/2024/26_2024.html (дата обращения: 12.01.2025).

References

1. Rodhan MA. The Effect of US Shale Oil Production on Local and International Oil Markets. International Journal of Energy Economics and Policy. International Journal of Energy Economics and Policy. 2024;(13):4. <https://doi.org/10.32479/ijep.14455>
2. Liu S, Gai H, Cheng P. Technical Scheme and Application Prospects of Oil Shale In Situ Conversion: A Review of Current Status. Energies, 2023;(16)11. <https://doi.org/10.3390/en16114386>
3. Sorkhabi R, Panja P. Not All Shales Play the Same Game: Comparative Analysis of US Shale Oil Formations by Reverse Engineering and Petroleum Systems. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). 2021. <https://doi.org/10.15530/urtec-2021-5660>
4. Sorkhabi R, Panja P, Deo M. Production Sweet Spots of Eight US Shale Plays Constrained by Data Analytics of Normalized Production Index, Payzone Depth, and Initial GOR. Unconventional Resources Technology Conference (URTeC). 2023. <https://doi.org/10.15530/urtec-2023-3866019>
5. Hou L, Zou C, Yu Z, Luo X, Wu S, Zhao Z, Lin S, Yang Z, Zhang L, Wen D, Cui J. Quantitative assessment of the sweet spot in marine shale oil and gas based on geology, engineering, and economics: A case study from the Eagle Ford Shale, USA. Energy Strategy Reviews. 2021;(38). <https://doi.org/10.1016/j.esr.2021.100713>
6. Wang X, Zhang G, Tang W, Wang D, Wang K, Liu J, Du D. A review of commercial development of continental shale oil

- in China. *Energy Geoscience*. 2022;(3):282-289. <https://doi.org/10.1016/j.engeos.2022.03.006>
- 7. Kang Z, Zhao Y, Yang D, Tian L, Li X. A pilot investigation of pyrolysis from oil and gas extraction from oil shale by in-situ superheated steam injection. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2021;(196). <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.108101>
 - 8. Lei Q, He Y, Guo Q, Dang Y, Huang T, Liu C. Technological issues in shale oil development using horizontal wells in Ordos Basin, China. *Journal of Natural Gas Geoscience*. 2023;(8):377-387. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2023.11.001>
 - 9. Yonghong H, Ting X, Zhen L, Xiaohu B, Jianming F, Xuze Z. Development technologies for Triassic Chang 7 shale oil in Ordos Basin: A case study of Qingcheng Oilfield, W China. *Petroleum exploration and development*. 2018;(3):321-337. [https://doi.org/10.1016/S1876-3804\(24\)60477-5](https://doi.org/10.1016/S1876-3804(24)60477-5)
 - 10. Zhu G, Cao Y, Yan L, Yang H, Sun C, Zhang Z, Li T, Chen Y. Potential and favorable areas of petroleum exploration of ultra-deep marine strata more than 8000 m deep in the Tarim Basin, Northwest China. *Journal of Natural Gas Geoscience*. 2018;(3):321-337. <https://doi.org/10.1016/j.jnggs.2018.12.002>
 - 11. Mangha VO, Lazreq N. Future Proofing the Development of Unconventional Resources in UAE. Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference to be held in Abu Dhabi. 2021. SPE-207906-MS. <https://doi.org/10.2118/207906-MS>
 - 12. Mosquera A, Buchanan A, Veiga R, Galan A, Olmos S, Lopasso A, Villar H. Vaca Muerta – Los Molles Multiple Formation Landing Zone Sweetspots, an Emerging Frontier Play for Unconventional ShaleExploration. Puesto Parada (Vaca Muerta)-Punta Senillosa (Los Molles) Discoveries Case Study, Southern Neuquen Basin. Latin America Unconventional Resources Technology Conference. 2023. URTEC-2023-3971660-MS. <https://doi.org/10.15530/urtec-2023-3971660>
 - 13. World Shale Gas and Shale Oil Resource Assessment Technically Recoverable Shale Gas and Shale Oil Resources: An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. Prepared By: Advanced Resources International, Inc Prepared for: U.S. Energy Information Administration U.S. Department of Energy EIA/ARI. 2013. www.eia.gov

14. Ulmishek GF. Petroleum Geology and Resources of the West Siberian Basin, Russia. U.S. Geological Survey Bulletin 2201-G. 2004. Available from: <https://pubs.usgs.gov/bul/2201/G/B2201-G.pdf> [Accessed 11 January 2025].
15. Kontorovich AE, Moskvin VI, Bostrikov OI, Danilova VP, Fomin AN, Fomichev AS, Kostyрева EA, Melenevsky VN. Main oil source formations of the West Siberian Basin. *Petroleum Geoscience*. 1997;(3):343-358. <https://doi.org/10.1144/pet-geo.3.4.343>
16. Peters KE, Kontorovich AE, Moldowan JM, Andrusevich VE, Huizinga BJ, Demaison GJ, Stasova OF. Geochemistry of selected oils and rocks from the central portion of the West Siberian basin Russia. *AAPG Bulletin*. 1993;7(5): 863-887. <https://doi.org/10.1306/BDF8D80-1718-11D7-8645000102C1865D>
17. Liu Z, Moldowan JM, Nemchenko-Rovenskaya A, Peters KE. Oil families and mixed oil of the North-Central West Siberian Basin, Russia. *AAPG Bulletin* 2016;(100)03:319-343. <https://doi.org/10.1306/12111514199>
18. Espitalie J, Madec M, Tissot B, Mennig JJ, Leplat P. Source Rock Characterization Method for Petroleum Exploration. Offshore Technology Conference, Houston, Texas. 1977. OTC-2935-MS. <https://doi.org/10.4043/2935-MS>
19. Mi S, Guo Q, Zhang Q, Wang J. Classification and potential of continental shale oil resources in China and resource evaluation methods and criteria. *Oil Shale*. 2023;40(4):283-320. <https://doi.org/10.3176/oil.2023.4.02>
20. Wang S, Feng Q, Javadpour F, Xia T, Li Z. Oil adsorption in shale nanopores and its effect on recoverable oil-in-place. *International Journal of Coal Geology* 2015;9(24):147-148. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.002>
21. Mattar L, McNeil R. The “Flowing” Gas Material Balance. *J Can Pet Technol*. 1998;37(02). PETSOC-98-02-06. <https://doi.org/10.2118/98-02-06>
22. Mattar L, Anderson D, Stotts G. Dynamic Material Balance. Oil or Gas-in-Place Without Shut-Ins. *J Can Pet Technol*. 2005;(45)11:113. <https://doi.org/10.2118/06-11-TN>
23. Stalgorova E, Matta L. Analytical Methods for Single-Phase Oil Flow: Accounting for Changing Liquid and Rock Properties. SPE Europec featured at 78th EAGE Conference and Exhibition held in Vienna. 2016. SPE-180139-MS. <https://doi.org/10.2118/180139-MS>

24. Vremennoye metodicheskoye rukovodstvo po podschetu zapasov podvizhnoy nefti treshchinnyykh i treshchinnoporyvykh kollektorov slantsevogo tipa. Nedropol'zovaniye XXI vek = Subsoil use XXI century. 2017. No. 3 (60). P. 47–69. EDN WHBISD. (In Russ.).
25. Guan Q, Chen C, Pu X, Wan Y, Xu J, Zeng H, Jia C, Gao H, Yang W, Peng Z. Production performance analysis of a continental shale oil reservoir in Bohai Bay basin. *Petroleum*. Available online 29/11/2023. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2023.11.002>
26. Melnikov L, Martynov M, Demin V, Cherevko M, Zarai E, Ezersky D, Karpekin E, Weinheber P, Filimonov A, Novikov S, Blinov V, Mikhaltseva I. Defining Potentially-Productive Intervals and Evaluating Petrophysical Properties of the Tight-Oil Bazhenov Formation in Western Siberia Using a Suite of Modern Wireline Logs. *SPE-176698-MS*, SPE Russian Oil and Gas Technical Conference, October 26-28, 2015, Moscow, Russia. <https://doi.org/10.2118/176698-MS>
27. Gutman IS, Potemkin GN, Balaban IYu, Postnikov AV, Postnikova OV, Saakyan MI, Zhukov VV, Alekseev AD, Karpov IA, Spasennykh MYu, Kozlova EV. Volumetric control for hydrocarbon resources estimations based on geochemical laboratory measurements. *Neftanoe hozajstvo = Oil Industry*. 2016. Available from: <https://istina.msu.ru/publications/article/249468630/> ([Accessed 12 January 2025]). (In Russ.).
28. Nemova VD. Key aspects of the efficiency of sorbed hydrocarbons development technology in source rocks. *Neftegazovaya geologiya. Teoriya i praktika = Oil and gas geology. Theory and practice.* 2020;15(1). https://doi.org/10.17353/2070-5379/1_2020 (In Russ.).
29. Alekseev AD, Bratkova VG, Gutman IS, Demin VYu, Karpov VB, Kuzmin YuA, Metta DA, Nemova VD, Revnivykh VA, Ulyanov VS, Fedorova DV, Chukhlantseva ER, Shubina AV, Shpilman AV. Guidelines for calculating oil reserves in sediments of the Bazhenov horizon of the West Siberian oil and gas province. Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation. www.gkz-rf.ru/. (In Russ.).
30. Wang S, Feng Q, Javadpour F, Xia T, Li Z. Oil adsorption in shale nanopores and its effect on recoverable oil-in-place. *International Journal of Coal Geology*. 2015;(147–148):9-24. <https://doi.org/10.1016/j.coal.2015.06.002>

31. Downey RA. System and method for optimized production of hydrocarbons from shale oil reservoirs via cyclic injection. US11851997B2. Date of patent 26.12.2023.
32. Ivanov DA, Gudoshnikov AS, Marquez R. Development features of super-viscous, extra-heavy oil field block under natural drive (Orinoco oil belt). Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika = Oil and gas geology. Theory and practice. 2024;19(3). Available from: https://www.ngtp.ru/rub/2024/26_2024.html [Accessed 12 January 2025] (In Russ.).

Информация об авторе

Денис Александрович Иванов – ведущий инженер отдела мониторинга добычи нефти и газа ООО «Лукойл-Инжиниринг», Researcher ID: LDG-6022-2024.

Information about the author

Denis A. Ivanov – Lead Engineer, Oil and Gas Production Monitoring, LLC LUKOIL-Engineering, Researcher ID: LDG-6022-2024.