

УДК 622  
Статья / Article  
© ПНИПУ / PNRPU, 2024**Влияние тектонических нарушений на продуктивность скважин месторождения разломно-блокового строения Республики Коми**

Ю.С. Щербакова, А.В. Распопов

<sup>1</sup>ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» (Российская Федерация, 614000, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)**The Influence of Tectonic Faults on the Wells Productivity in the Fault-Block Structure Field of the Komi Republic**

Iuliia S. Shcherbakova, Aleksei V. Raspopov

<sup>1</sup>LUKOIL-Engineering LLC (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)

Получена / Received: 06.02.2024. Принята / Accepted: 06.07.2024. Опубликовано / Published: 30.08.2024

**Ключевые слова:**

Тимано-Печорская нефтегазовая провинция, Республика Коми, тектонические нарушения, разрывная тектоника, дизъюнктивы, разломы, блоки, блоковое строение, разломно-блоковое строение, зоны повышенной продуктивности, продуктивность скважин, силурийские отложения, разработка месторождений, системы разработки, трещиноватость.

Влияние дизъюнктивной тектоники на разработку месторождений носит поисковый характер и требует дальнейшего изучения. Проектирование разработки, предусматривающее бурение эксплуатационных скважин на слабоизученных объектах без надежной геологической модели с участием разрывных нарушений, является высокорисковым мероприятием. Многие исследователи объектов разломно-блокового строения столкнулись с проблемой значительной неравномерности распределения продуктивности, характера работы скважин и динамики обводнения по площади месторождения. После установления присутствия тектонического фактора внимание акцентируется на наличии зависимости расстояния местоположения скважин до нарушений на продуктивность и другие факторы работы. В общем случае зависимость обозначается так: повышенная продуктивность скважин отмечается в приразломных зонах; по некоторым объектам размер зоны повышенной продуктивности определен количественно и составляет до 2 км. Выполнено исследование влияния тектонических нарушений на продуктивность скважин для одного из месторождений Тимано-Печорской нефтегазовой провинции (ТПНГП). Для силурийских отложений ТПНГП установлена связь продуктивности скважин с тектоническим нарушением, являющимся разломом сбросового типа. Повышенная продуктивность скважин выявлена на расстоянии в пределах 2 км от разлома. Впервые для залежей нефти силурийских отложений выявлена зависимость влияния расстояния от тектонического разлома сбросового типа до эксплуатационных скважин на эффективность их работы, позволяющая прогнозировать объем добычи. По результатам оптимизации бурения проектных скважин на основании нового представления о геологическом строении месторождения и выделения зоны повышенной продуктивности накопленная добыча проектного куста увеличена в 1,5 раза в целом по кусту за 15-летний прогнозный период. Суммарный начальный плановый дебит нефти увеличен в 1,8 раза.

**Keywords:**

Timan-Pechora Basin, Komi Republic, tectonic faults, fault tectonics, disjunctives, faults, blocks, block structure, fault-block structure, zones of increased productivity, well productivity, Silurian deposits, field development, development systems, fracturing.

The influence of disjunctive tectonics on field development is of an exploratory nature and requires further study. Development design that involves drilling production wells at poorly studied sites without a reliable geological model involving faults is a high-risk undertaking. Many researchers of fault-block structure sites have encountered the problem of significant unevenness in productivity distribution, well operation patterns, and waterlogging dynamics across the field area. After establishing the presence of a tectonic factor, attention was focused on the dependence of the distance of wells to faults on productivity and other operating factors. In general, the dependence was designated as follows: increased well productivity was noted in fault zones; for some sites, the size of the increased productivity zone was determined quantitatively and was up to 2 km. A study of the influence of tectonic faults on well productivity for one of the fields in the Timan-Pechora Basin (TPB) has been conducted. For the Silurian deposits of the TPB, a relationship was established between well productivity and a tectonic disturbance, which was a normal fault. Increased well productivity was detected at a distance of 2 km from the fault. For the first time, a dependence was found for the influence of the distance from a normal fault to production wells on the efficiency of their operation for oil deposits of the Silurian deposits, which made it possible to predict the volume of production. Based on the results of optimization of drilling of project wells based on a new understanding of the geological structure of the field and the identification of a zone of increased productivity, the cumulative production of the project cluster increased by 1.5 times as a whole for the cluster over a 15-year forecast period. The total initial planned oil flow rate increased by 1.8 times.

- © Щербакова Юлия Станиславовна – ведущий инженер (тел.: +007 (982) 496 50 17, e-mail: shch-yu7@yandex.ru). Контактное лицо для переписки.  
 © Распопов Алексей Владимирович – кандидат технических наук, доцент, руководитель проекта (тел.: +007 (912) 981 86 88, e-mail: Aleksey.Raspopov@pnn.lukoil.com).  
 © Iuliia S. Shcherbakova – Lead Engineer (tel.: +007 (982) 496 50 17, e-mail: shch-yu7@yandex.ru). The contact person for correspondence.  
 © Aleksei V. Raspopov (Author ID in Scopus: 30267829600, ORCID: 0000-0002-0581-0235) – PhD in Engineering, Associate Professor, Project Manager (tel.: +007 (912) 981 86 88, e-mail: Aleksey.Raspopov@pnn.lukoil.com).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Щербакова, Ю.С. Влияние тектонических нарушений на продуктивность скважин месторождения разломно-блокового строения Республики Коми / Ю.С. Щербакова, А.В. Распопов // Недропользование. – 2024. – Т.24, №3. – С.131-143. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.4

Please cite this article in English as:

Shcherbakova Iu.S., Raspopov A.V. The influence of tectonic faults on the wells productivity in the fault-block structure field of the Komi Republic. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2024, vol.24, no.3, pp.131-143. DOI: 10.15593/2712-8008/2024.3.4

## Введение

Накопленный опыт изучения геологического строения месторождений во всем мире свидетельствует, что значительная часть залежей углеводородов (УВ) в районах с развитой тектоникой, выявленных на ранних этапах поиска и разведки, на последующих стадиях их доразведки и эксплуатации становится ассоциацией более мелких залежей, отделенных друг от друга разрывными нарушениями [1–7]. Усложнение тектонического строения наблюдается и на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП).

Результатом слабой изученности нарушений при проектировании разработки месторождений становятся безразломные упрощенные геолого-гидродинамические модели залежей, неоднократные пересчеты запасов, пересмотр технологических показателей разработки, подбор неэффективных методов выработки запасов.

Если влияние тектонических нарушений на нефтенакопление изучается геологами, занимающимися поиском и разведкой, то влияние дизъюнктивной тектоники на разработку месторождений носит поисковый характер и требует дальнейшего изучения.

Многие исследователи объектов разломно-блокового строения столкнулись с проблемой значительной неравномерности распределения продуктивности, характера работы скважин и динамики обводнения по площади месторождения. После установления присутствия тектонического фактора, внимание акцентируется на наличии зависимости состояния местоположения скважин до нарушений на продуктивность и другие факторы работы. В общем случае зависимость обозначается так: повышенная продуктивность скважин отмечается в приразломных зонах; по некоторым объектам размер зоны повышенной продуктивности определен количественно и составляет до 2 км [8–10].

Исследование влияния тектонических нарушений на продуктивность скважин и определение размеров зоны повышенной продуктивности на примере одного из месторождений ТПНГП выполнены в данной работе.

## Роль тектонических осложнений при разработке месторождений

Вопросы влияния тектонических нарушений на разработку месторождений изучались и в настоящее время изучаются Д.Г. Афониним, Марком Д. Зобак, Ю.А. Котеневым, О.Н. Пичугиным, П.Н. Соляным, А.В. Бочкаревым, В.А. Бочкаревым, В.В. Никифоровым и другими исследователями.

Особенности разработки трещиноватых коллекторов изучались В.Д. Викториним, Т.Д. Голф-Рахт, Н.П. Лебединец и многими другими исследователями.

Дизъюнктивные (разрывные) тектонические нарушения подразделяются на две большие категории: проводящие (живущие) и экранирующие (залеченные). В зависимости от условий формирования и вторичных процессов разрывные нарушения, с одной стороны, способствуют растрескиванию пород вокруг себя и возникновению сложной взаимосвязи систем макро- и микротрещин, повышающих фильтрационно-емкостные свойства и связанность коллекторов; с другой стороны, могут представлять собой непроницаемые для флюидов экраны и делить залежь на изолированные блоки. Тектонический фактор становится определяющим для геометризации таких залежей.

В пределах одной залежи, как правило, отмечается одновременное наличие обоих типов нарушений: и

проводящих, и экранирующих. Проверка наличия и степени проницаемости каждого нарушения является сложной и трудозатратной задачей.

К традиционным методам выделения тектонических нарушений относят гравимагниторазведку и сейсморазведку 2D. Внедрение передовых технологий подготовки структур методами сейсморазведки 3D выявляет более сложное геологическое строение месторождений углеводородов за счет повсеместного развития разрывной тектоники. Это доказывает, что изучение дизъюнктивных нарушений следует рассматривать как важнейшую научно-практическую задачу.

Если ранее тектонические нарушения редко были целевым объектом изучения ввиду трудности их выделения, особенно малоамплитудные в локальных структурах, то в последние годы отмечается тенденция к повышению интереса в данном вопросе: появляются новые способы интерпретации данных сейсморазведки с целью картирования разломных зон, в том числе базирующихся на использовании искусственных нейронных сетей [21–25].

Тектонические неоднородности выделяются по данным аэрокосмических исследований. На основе сетки линеаментов, дешифрованных на космических снимках, выделяют зоны повышенной трещиноватости, связанные с разрывными нарушениями [26]. Для целей изучения объектов высокой детальности, т.е. малоамплитудных нарушений внутри месторождения, требуются космоснимки высокого разрешения. К преимуществам данного метода относят его дешевизну относительно 3D-сейсморазведки.

Последние годы на юге России на месторождениях Восточного Предкавказья (Ставрополья) авторами М.В. Нелеповым, К.И. Черненко, В.М. Харченко и др. исследуется связь тектонических нарушений и связанных с ними зон повышенной продуктивности с линеаменами дневной поверхности, разрабатываются подходы к обоснованию зон повышенной продуктивности скважин на основе использования данных дешифрирования космических снимков [11–18].

В ТПНГП признаки существования линеаментов выявлены на пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения [19], отмечается возможность существования связи положения современных поверхностных водотоков и малоамплитудных тектонических нарушений, обеспечивающих развитие трещин на сакмар-ассельских отложениях Южно-Хыльчюуского месторождения [20].

Для проверки наличия и степени проницаемости разломов используют данные промысловой геофизики [27–30], гидродинамические исследования: трассерные исследования [3, 31–36], гидропрослушивание, диагностические графики индикаторной диаграммы (ИД) и кривой восстановления давления (КВД) [27], различные анализы по фактической работе скважин, сопоставления карт остаточных запасов нефти, изобар и разломов [32, 37–39]. Для достоверного выявления нарушений следует применять несколько методов.

По результатам эксплуатации скважин формируется представление об эффективности системы разработки и размещении скважин в условиях сильной тектонической деструкции продуктивных пластов [37–48].

Проектирование разработки, предусматривающее бурение эксплуатационных скважин на слабоизученных объектах без надежной геологической модели с участием структурно-формирующих, флюидопроводящих и экранирующих разрывных нарушений, является высокорисковым мероприятием.

Разработка таких объектов осложняется характерными проблемами.

Наиболее очевидной проблемой является нарушение гидродинамической связи по площади и снижение влияния нагнетательных скважин вплоть до его полного отсутствия [3, 27, 33, 35]. Расположение нагнетательной и добывающей скважин по разные стороны от экранирующего разлома приводит к снижению пластового давления в зоне отбора и к уменьшению добычи нефти, а также к непродуктивному росту пластового давления в зоне закачки – перераспределение давления не происходит.

Расположение нагнетательной скважины вблизи нарушения, обрамленного «оперяющими» трещинами, приводит к высокой доле неэффективной закачки, так как закачиваемая вода не совершает полезной работы по нефтевытеснению, а способствует преждевременному обводнению добывающих скважин по более проницаемым пропласткам и неравномерной выработке по разрезу [33, 34].

Следующая проблема – это возникновение перетоков между пластами/объектами вследствие вертикальной сообщаемости по разлому. Дизъюнктивное нарушение здесь становится своеобразным проводящим каналом, благодаря которому при определенных условиях флюиды с нижележащих пластов, минуя покрывку, мигрируют по трещинам в верхние пласты-коллекторы. Данная ситуация приводит к сложности учета выработки нефти по пластам, а также к невозможности управлять процессом заводнения, обходу потоками части нефтесодержащих объемов, а значит, к снижению коэффициента охвата и, соответственно, коэффициента интенсификации нефтеотдачи (КИН).

Для объектов блокового строения характерно, когда в каждом блоке пластовые залежи имеют свой водонефтяной контакт. В случае неверной концепции геологического строения месторождения объединение таких залежей приводит к ложному представлению о наклонных водонефтяных контактах, к недостоверной оценке запасов и оставлению в недрах значительных запасов извлекаемой нефти в процессе разработки месторождений. Так, на Заманкульском месторождении Восточного Предкавказья обводнение пласта в скважине на высоких гипсометрических отметках воспринималось как полная выработка залежи по всей площади, хотя в том же пласте в других блоках оставалась неизвлеченная нефть. Исходя из блочного строения месторождения, было принято решение об опробовании в одной из скважин, и в результате получен фонтанный приток нефти, хотя пласт считался обводненным, поскольку в других скважинах на более высоких отметках пласт обводнился давно [49].

Разработка объектов разломно-блокового строения не только осложнена характерными проблемами, но и имеет ряд особенностей, понимание которых позволяет повысить эффективность разработки месторождения.

По результатам оценки степени влияния разломов на эффективность работы скважин частью исследователей отмечается высокая и повышенная продуктивность скважин, расположенных в приразломных зонах. Некоторые ученые прямо связывают повышенную продуктивность с разветвленной системой трещин, так называемой «оперяющей» трещиноватостью, возникающей в границах некоторого расстояния от тектонического нарушения. Сложные взаимосвязанные системы макро- и микротрещин в зонах разломов образуются в результате стрессовых нагрузок, превышающих предел прочности породы. То есть разрывные нарушения образуют вокруг себя зону дробления породы. По направлению к нарушению увеличивается плотность трещин и продуктивность скважин [2, 4, 8, 34, 50, 51].

Некоторая часть исследователей ввиду недостаточной степени изученности объекта и невозможности назвать конкретные причины, с которыми связаны высокие дебиты скважин, указывает лишь на зоны повышенной продуктивности и проницаемости, предпочитая не вдаваться в терминологические споры.

Отсутствие явного влияния структурного фактора и других основных геолого-физических параметров, а именно нефтенасыщенной толщины, высоты над контактом, пористости, нефтенасыщенности, удельных запасов пласта на повышенную продуктивность свидетельствует в пользу тектонического фактора, как отмечается для залежей месторождений Ставрополя [11–13, 52, 53]. Приуроченность высокодебитных скважин к «линейным зонам, имеющим тектонический генезис» [13], наблюдается в целом на месторождениях Ставропольского края. Для одного из объектов приводится пример крайне неравномерной выработки по площади – 5 скважин (25 %) отобрали 45 % всей накопленной добычи нефти. Для рассматриваемых объектов установлено, что скважины с наибольшими накопленными отборами нефти находятся в узлах пересечений линейных зон повышенной продуктивности. Скважины с низкими величинами накопленных дебитов нефти преимущественно находятся вдали от зон с повышенной продуктивностью. Результаты гидропрослушиваний показывают связанность скважин, приуроченных к выделенным зонам повышенной продуктивности. Предполагается, что описанные линейные структуры образованы низкоамплитудными разрывными нарушениями и связаны с зонами повышенной трещиноватости и проницаемости.

На некоторых месторождениях Западной Сибири исследователями установлено, что в направлении к нарушению увеличивается безводная добыча [2, 8, 33, 34, 50, 51].

Для пласта Ю<sub>1</sub> Харампурского месторождения Западной Сибири [8] расстояние от нарушения, с которого отмечается ухудшение параметров работы скважин, даже определено количественно и составляет 1,5 км, а также показано, что связь структурного фактора и продуктивности отсутствует.

Для газовых залежей сеноманских отложений Западно-Таркосалинского и Ямбургского месторождений увеличение продуктивности скважин в 2–4 раза отмечается в зоне до 2 км от разлома [10].

Отмечается влияние амплитудности разломов на добывные возможности скважин: максимальные значения накопленной, пиковой и текущей добычи нефти наблюдаются у скважин, приуроченных к малоамплитудным разломам, минимальная – к микрограбенам, коэффициенты падения дебитов нефти по скважинам уменьшаются при снижении амплитудности разломов [54]. Для Гежского месторождения Пермского края также выявлено влияние направления нарушений на параметры работы скважин.

Однако влияние амплитудности разломов на его проницаемость и эффективность выработки запасов неоднозначно. Некоторыми исследователями отмечается, что в блоках, которые характеризуются большими эффективными толщинами, разломы с малой амплитудой смещения почти не нарушают гидродинамическую взаимосвязь [33]. С другой стороны, в случае образования капиллярного барьера, иными словами, так называемой «глинки трения», за счет возникновения тиксотропного эффекта уплотнения зерен породы вдоль плоскости нарушения даже при небольших амплитудах смещения нарушение будет непроницаемым [34]. Для одного из месторождений Томской области, например, установлены численные значения взаимосвязи амплитуды разломов с

их проницаемостью и сделан вывод, что чем больше амплитуда разлома, тем сильнее сила трения между соприкасающимися поверхностями, больше толщина слоя «глинки трения», прочнее экран и менее проницаем разлом [55]. Исследователями отмечается повышенная продуктивность скважин в зонах именно с низкоамплитудными разрывными нарушениями, вместе с тем зоны, примыкающие к разломам, могут являться «застойными, тупиковыми и слабовырабатываемыми» [56]. Плюс ко всему достоверность выделения низкоамплитудных нарушений ограничена низкой чувствительностью методов.

Поскольку плотность трещин растет в направлении к нарушению, в этом же направлении должна расти не только продуктивность скважин, но и продуктивность скважин после проведения мероприятий по интенсификации притока нефти. Отмечается, что максимальная эффективность применения гидравлического разрыва пласта (ГРП) достигается в зонах влияния разрывных нарушений [2, 34].

Одним из перспективных методов воздействия на пласт является бурение горизонтальных скважин с многостадийным ГРП. Однако эффективность применения этой технологии может снижаться в случае более высокой фазиальной изменчивости свойств пласта. В случае применения данной технологии требуется уточнение таких неопределенностей, как длина и направление горизонтальной секции ствола добывающих скважин, плотность сетки бурения скважин, расстояние между точками проведения операций гидроразрыва пласта (ГРП) в скважине [2, 34].

На одном объекте можно наблюдать одновременно несколько видов влияния разломов на разработку, как негативных, так и позитивных, в отдельных частях залежи.

Результатом слабой изученности нарушений при проектировании разработки месторождений становятся безразличные упрощенные геолого-гидродинамические модели залежей, неоднократные пересчеты запасов, пересмотр технологических показателей разработки, подбор неэффективных методов выработки запасов.

Следует отметить, что невозможность выполнить адекватную адаптацию моделей к истории разработки в целом следует расценивать как показатель того, что какие-то особенности геологического строения не учтены [3, 4].

Показательным примером необходимости учета полной геологической информации о дизъюнктивных нарушениях и их проницаемости является моделирование участка Ватъеганской залежи пласта ЮВ-1 [3], где выделенные по данным 3D-сейсморазведки дизъюнктивные нарушения изначально не были учтены специалистами по разработке месторождений. Стандартный «шаблонный» подход к проектированию системы разработки привел к осложнениям в процессе разработки месторождения.

Результаты интерпретации 3D-сейсморазведки были повторно проанализированы авторами и дополнены анализом трассерных исследований, которые подтвердили наличие выявленных тектонических нарушений. Построена геологическая модель. Получена блоковая структура. В выбранном блоке построена гидродинамическая модель, в которой сходимость результата с историей получена на 99 % после проведения первого расчета без какой-либо адаптации. Таким образом, результаты расчета еще раз подтвердили наличие разрывных нарушений в изучаемом районе и предположение об их непроницаемости, т.е. наличие блоковой структуры с барьерами для движения пластовых флюидов между блоками.

Таким образом, для объектов, осложненных влиянием дизъюнктивной тектоники, по результатам обзора российского и мирового опыта, сформулированы характерные проблемы разработки:

- нарушение гидродинамической связи между нагнетательными и добывающими скважинами;
- продвижение фронта нагнетания воды вдоль тектонических разломов и отсутствие влияния на добывающее окружение;
- локальные прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам;
- вертикальные перетоки между пластами;
- неравномерное распределение закачиваемой жидкости;
- значительная изменчивость продуктивности и дебитов скважин, ФЕС;
- неподтверждение геологического строения по результатам бурения.

### Рекомендации по организации систем разработки

В России наибольшее внимание вопросу организации систем разработки для объектов сложного блокового строения на текущий момент уделяется на месторождениях Западной Сибири, также проблема изучалась исследователями в Ставропольском крае, Самарской области, Пермском крае, Республике Коми.

В первую очередь исследователями акцентируется внимание на том, что в пределах объекта разработки образцованные экранирующими нарушениями участки следует рассматривать как независимые элементы разработки, а в пределах этих выделенных блоков необходимо формировать индивидуальные сетки размещения нагнетательных и добывающих скважин. Это позволит максимально эффективно подойти к разбурированию залежи с наиболее оптимальным числом скважин и максимально эффективно вести разработку залежи с последующим планированием геолого-технических мероприятий. Контроль выработки запасов углеводородов также рекомендуется вести в пределах выделенных блоков [2, 4, 8, 27, 33, 34, 51].

Предлагается применение технологии нестационарного (циклического/импульсного) воздействия на пласт внутри отдельных блоков разработки при условии сложного трещинно-порового типа коллектора, то есть при наличии поровой «матрицы» и сети трещин. Циклическое заводнение предлагается по следующим этапам: цикл закачки рабочего агента и остановка высокообводненных добывающих скважин – происходит внедрение воды в малопроницаемые нефтенасыщенные поры матрицы; запуск добывающих скважин и остановка нагнетательных – происходит перераспределение пластового давления, что позволяет воде в матрице вытеснить нефть в высокопроницаемые участки [33].

Ввиду того, что близлежащие к малоамплитудным разломам участки характеризуются повышенной трещиноватостью и продуктивностью, в зонах влияния разрывных нарушений отмечается максимальная эффективность проведения ГРП [34]. Между тем для повышения успешности мероприятий ограничения водопритока необходимо исключать из рассмотрения скважины, поступление избыточной воды в которых происходит по трещинам и разломам [57].

На месторождении образовавшаяся в результате геодинамической активности тектонических элементов сеть трещин имеет определенное направление. Направление трещиноватости необходимо учитывать при проектировании разработки залежей, а именно при формировании системы поддержания пластового

Характерные для осложненных дизъюнктивными тектоническими нарушениями проблемы разработки месторождений ТПНГП

Характерные проблемы разработки	Доля месторождений, на которых отмечается проблема, %
Нарушение гидродинамической связи по площади	14
Прорывной характер обводнения	19
Вертикальная сообщаемость, перетоки между пластами/объектами;	4
Низкая эффективность работы системы ППД и снижение $P_{пл}$	17
Неравномерная выработка, сложности учета выработки, формирование застойных зон	12
Неравномерное распределение закачиваемой жидкости;	9
Значительная изменчивость коэффициентов продуктивности и дебитов скважин, ФЕС: локальные участки с аномально высокими ФЕС и/или низкой продуктивностью скважин	9
Неподтверждение геологического строения по результатам бурения	12
Прорывы газа по высокопроницаемым каналам	4

давления (ППД), планировании направления горизонтальных секций скважин и ГРП.

Направление горизонтальной скважины необходимо планировать перпендикулярно главному направлению трещин с целью увеличения охвата площади за счет притока углеводородов по системе трещин, пересекающих направление горизонтальной скважины. При выполнении ГРП трещина гидроразрыва будет формироваться преимущественно в направлении уже существующей природной системы трещин. Поэтому следует учитывать направление системы природных трещин при расположении нагнетательной и добывающей скважин помимо стандартных параметров: расположение скважины относительно водонефтяного контакта, границ замещения коллекторов или других добывающих скважин. Направление системы природных трещин также будет влиять и при расположении нагнетательной и добывающей скважин. Если нагнетательная и добывающая скважины расположены параллельно основной системе трещин, то вода по трещинам быстро прорвется к добывающей скважине, не обеспечив охвата пласта воздействием. В случае, если нагнетательная и добывающая скважины расположены перпендикулярно основному направлению трещин, нагнетаемая вода будет уходить по системе трещин в сторону, не оказывая существенного воздействия на область вблизи добывающей скважины [13, 14, 50]. Таким образом, принимая решение о расположении нагнетательных скважин, необходимо учитывая направление трещиноватости объекта, а также дополнительные особенности объекта.

Наиболее оптимальное положение добывающих скважин многими исследователями определяется вблизи малоамплитудных разломов. А расположение нагнетательных скважин в приразломной трещиноватой зоне или системе трещин негативно влияют на характер выработки запасов.

Если нагнетательные скважины уже размещены в приразломной трещиноватой зоне и негативный сценарий выработки уже реализован, предлагается остановить закачку или перевести нагнетательные скважины под добычу. Основным благоприятным фактором здесь выступает мощный системный эффект, который нивелирует предполагаемые негативные последствия переводов скважин из ППД в добычу.

Зоны, примыкающие к разломам, могут являться застойными, тупиковыми и слабовырабатываемыми, поэтому требуют особого анализа и внимания.

Применение рекомендаций по организации закачки с учетом разломно-блоковой тектоники актуально не только при проектировании новых месторождений, но и целесообразно при трансформации системы заводнения на поздних стадиях, так как в практике разработки месторождений обычно сложно сразу сформировать избирательную систему, поскольку особенности строения

месторождения уточняются в процессе бурения. Кроме того, на поздних стадиях систему разработки необходимо перестраивать согласно изменившемуся распределению запасов в пласте [50, 58].

### Тектонические осложнения месторождений ТПНГП

Тимано-Печорский нефтегазоносный бассейн входит в пятерку крупнейших нефтегазоносных бассейнов России и имеет стратегическое значение в топливно-энергетическом комплексе Северо-Запада России. Регион обладает значительным потенциалом для расширения сырьевой базы нефтяной и газовой промышленности.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция расположена в пределах Республики Коми и Ненецкого автономного округа Архангельской области. Одной из особенностей геологического строения месторождений ТПНГП является тектонический фактор. Тектоника здесь является не только основой для нефтегазогеологического районирования осадочных бассейнов, определяет процесс формирования залежей нефти и газа, но и оказывает влияние на разработку месторождений: ее эффективность и технологические показатели.

По результатам анализа месторождений ТПНГП отмечается, что 49 % месторождений осложнены дизъюнктивными тектоническими нарушениями.

По данным анализа разработки месторождений ТПНГП, осложненных дизъюнктивными тектоническими нарушениями, на 47 % месторождений наблюдаются характерные проблемы разработки, обусловленные влиянием дизъюнктивной тектоники, перечисленные в табл. 1. Перечисленные проблемы аналогичны проблемам, сформулированным по результатам обобщения российского и мирового опыта.

Решение проблемы влияния тектонических дизъюнктивных нарушений на разработку месторождений нефти ТПНГП на текущий момент носит поисковый характер, количество методических рекомендаций по организации систем разработки для объектов сложного блокового строения ТПНГП крайне ограничено [20, 31, 59]. В работах [20, 31] анализируется система ППД, влияние тектонических нарушений на повышенную продуктивность скважин не исследуется.

Таким образом, степень изученности влияния тектонических осложнений на разработку месторождений ТПНГП недостаточная для формирования собственных рекомендаций по проектированию разработки. На основе обзора российского и мирового опыта направлением поиска в данном исследовании выбран анализ влияния тектонических нарушений на повышенную продуктивность скважин и поиск количественных характеристик для одного из месторождений ТПНГП.

Геолого-физическая характеристика

Параметр	Свита		
	S1mk	S1sn	S1vk
Средняя общая толщина, м	50,9	49,4	53,1
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	15,1	11,9	15,9
Коэффициент пористости, доли ед.	0,086	0,090	0,100
Коэффициент нефтенасыщенности, доли ед.	0,708	0,702	0,637
Проницаемость по ГИС, мкм <sup>2</sup>	0,005	0,006	0,007
Проницаемость по керну, мкм <sup>2</sup>	0,038	0,021	0,038
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,36	0,31	0,41
Расчлененность, ед.	10,3	9,0	9,1
Коэффициент вытеснения (водой), доли ед.	0,699	0,570	0,673

**Характеристика геологического строения**

Рассматриваемое месторождение ТПНГП является крупным по размеру и величине запасов, многопластовым, очень сложным по геологическому строению, что связано с высокой литолого-петрографической неоднородностью коллекторов и развитием дизъюнктивной тектоники. Размеры месторождения – 11×30 км, площадь нефтеносности составляет 135 000 тыс. м<sup>2</sup>, общая толщина – 153 м, нефтенасыщенная толщина – 43 м.

Свиты залежи по литологическим признакам расчленяются на пачки, представленные переслаиванием вторичных доломитов, участками сильно трещиноватых, и тонкослоистого аргиллита. Горизонтальная проницаемость, по данным керна, в два раза превосходит вертикальную, что предопределяет движение жидкости преимущественно вдоль пластов. Проницаемые пропластки не имеют закономерного распределения по разрезу даже в пределах одной свиты вследствие прерывистого и линзовидного строения коллектора.

Разработка месторождения осложнена блоковым строением, границами блоков служат разрывные нарушения субмеридиональной ориентировки сбросового типа, амплитуда которых затухает по их простиранию.

Промышленно продуктивными являются карбонатные отложения верхнемакарихинской подсвиты (S1mkr), сандивейской (S1sn) и веянской (S1vk) свит нижнего силура (S<sub>1</sub>), залегающие на глубине 3,3–4,2 км, объединенные в один эксплуатационный объект. Они содержат легкую, маловязкую, сильно недонасыщенную газом нефть.

Залежи имеют пластовый или неполнопластовый тип резервуара, сводовые, тектонически и стратиграфически экранированные, тектонически нарушенные и литологически ограниченные.

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов месторождения представлена в табл. 2.

Согласно нефтегазгеологическому районированию, месторождение относится к Колвависовскому нефтегазоносному району (НГР) Хорейверской нефтегазоносной области (НГО) и приурочено к Сандивейскому поднятию, осложняющему юго-западную часть Хорейверской впадины.

Площадь месторождения приурочена к зоне сочленения двух крупных тектонических элементов первого порядка – Колвинского мегавала Печоро-Колвинского авлакогена на западе и Хорейверской впадины Хорейверско-Печороморской синеклизы на востоке.

В пределах площади месторождения, как и на основной площади южной части Хорейверской впадины, под поверхность дофранского размыва выходят лишь силурийские отложения, полнота разреза которых меняется от низов макарихинской свиты до верхов веянской свиты и верхнего силура.

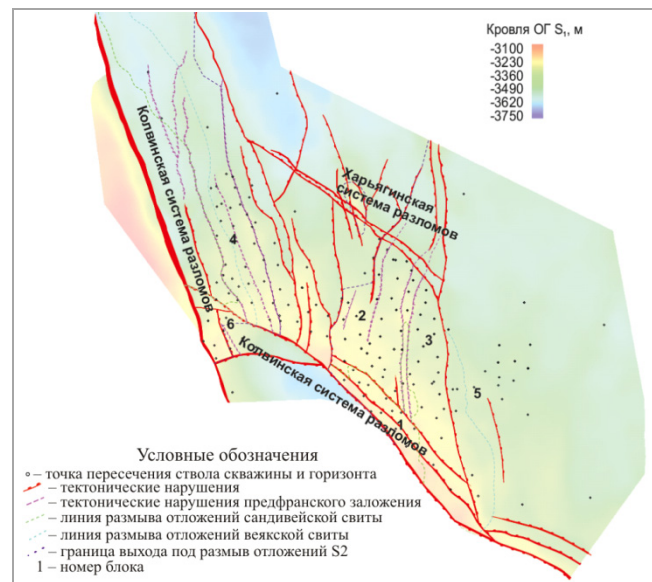


Рис. 1. Структурная карта по отражающему горизонту кровли S1

Сложность строения и многоэтапность развития Колвинского мегавала, представляющего собой инверсионную структуру, обусловили широкое распространение на площади тектонических нарушений, отражающих важнейшие этапы тектонической активности – дофранский, франский, предвизейский, верхнепермско-триасовый [60]. Вышеназванные тектонические этапы в современном структурном плане месторождения по силурийской части разреза отражены серий разрывных нарушений преимущественно субмеридиональной и северо-западной ориентировки, по наиболее амплитудным из них площадь разделена на шесть блоков. Наибольшая амплитуда смещения (порядка 2000 и 1500 м) характерна для разломов Колвинской системы. В целом же амплитуда смещения основной части разломов не превышает первой сотни метров. К началу позднедевонской трансгрессии сформированные блоки были размыты на различную глубину в зависимости от знака и амплитуды их смещения к этому времени [61]. С дофранским этапом активизации связано заложение другой системы разломов – Харьгинской, чьи нарушения характеризуются преимущественно субмеридиональным простиранием и прослеживаются в центральной части месторождения (рис. 1).

**Текущее состояние разработки**

Месторождение введено в эксплуатацию в 1989 г. Максимальные темпы отбора достигнуты 1998 г. и составили 4,3 % от НИЗ. Выработка запасов 45 %. Текущая обводненность 52 %. Текущий КИН в целом по месторождению – 0,191 доли ед. при проектном

значении – 0,421 доли ед. Накопленный параметр ВНФ – 0,67 доли ед. Месторождение находится на III стадии разработки.

Динамика основных технологических показателей разработки представлена на рис. 2.

В условиях сложного геологического строения с большим количеством тектонических нарушений и неактивного ВНК установлено, что на месторождении основным источником обводнения продукции добывающих скважин являются нагнетательные скважины.

Продуктивные пласты представлены коллекторами с различными типами пустотного пространства, характеризующимися значительной неоднородностью и изменчивостью фильтрационно-емкостных свойств. В связи с этим характерными являются локальные прорывы воды по высокопроницаемым пропласткам, которые снижают эффективность применяемой системы воздействия.

Внедрение системы ППД начато с 1991 г. в блоке 1. В начальный период организации системы ППД отмечался прорывной характер обводнения по скважинам блока 1. До 1996 г. обводненность составляла менее 5 % при выработке 11 %. Значительное увеличение объемов нагнетаемой воды в 1999–2000 гг. привело к резкому обводнению продукции и снижению добычи нефти. К 2000 г. при соотношении скважин добывающих к нагнетательным 5:1 обводненность достигла 48 % при выработке 23 %. Массовая остановка высокообводненных скважин позволила снизить и несколько стабилизировать среднегодовую обводненность продукции с 2003 г. До 2011 г. происходил дальнейший постепенный рост обводненности до 70 %. В период 2012–2016 гг. обводненность удалось стабилизировать за счет проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на уровне 63 %. Затем обводненность снова увеличилась до 71 % в 2018 г. С 2020 г. за счет вовлечения новых площадей в разработку и выбытия обводненных скважин обводненность на месторождении удалось снизить до 52 % в 2023 г. при выработке 45 %.

В целом на месторождении наблюдается значительная разница между величинами пластового давления в зонах отбора и закачки. По отдельным добывающим скважинам пластовое давление существенно ниже первоначального, а по нагнетательным – значительно превышает первоначальное. Одна из причин низкой эффективности системы ППД – расположение нагнетательных скважин вблизи тектонических нарушений – приводит к продвижению части закачиваемой воды вдоль разломов и к нарушению гидродинамической связанности скважин и отсутствию влияния нагнетательной скважины на добывающее окружение.

Внедрение системы ППД на северных участках всех блоков показывает низкую эффективность. Накопленная закачка по скважинам, накопленные и текущие отборы жидкости и нефти скважин, расположенных в северных частях месторождения, меньше, чем в южных. В северных частях блоков также отмечаются зоны с пониженным пластовым давлением, тогда как в южной части месторождения энергетическая обстановка более благоприятная.

### Анализ выработки запасов

Одним из быстрых способов диагностирования структуры коллектора является оценка степени неоднородности работы скважин, предложенная Нельсоном [24, 62]. Его критерий можно сформулировать следующим образом: если от 5 до 15 % добывающих скважин обеспечивают 50 % накопленной добычи нефти,

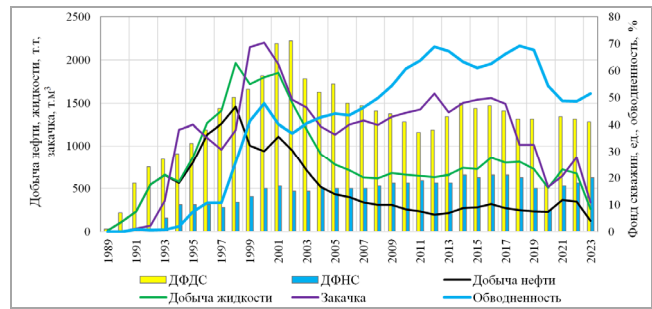


Рис. 2. График разработки месторождения

то такой объект следует относить к категории пластов с высокой степенью трещиноватости. На исследуемом месторождении 16 % скважин, пребывавших в добыче, отобрали 50 % накопленной добычи нефти.

Анализируя отборы скважин в разрезе свит, можно отметить, что наибольшие отборы показывают скважины, вскрывшие веяжские отложения (рис. 3). Веяжские отложения наравне с макарихинскими характеризуются наибольшими характеристиками по продуктивности (рис. 4).

Отмечается неравномерность выработки по блокам (рис. 5). Наименее выработанным является блок 5. В блоке 1 величина отборов соответствует обводненности – это объясняется удовлетворительной работой системы ППД. В блоках 2 и 3 отмечаются опережающие темпы обводнения продукции скважин. В блоках 4 и 6 – уровни отборов от НИЗ превышают значения обводненности продукции.

Большая часть месторождения разбурена (рис. 6). В блоке 5 сосредоточены запасы, не охваченные эксплуатационной сеткой. Имеющийся потенциал месторождения необходимо реализовывать путем всестороннего анализа особенностей геологического строения.

### Исследование влияния тектонических нарушений на повышенную продуктивность скважин

Проблема значительной неравномерности распределения продуктивности, характера работы скважин и динамики обводнения по площади месторождения, выявляемая для объектов разломно-блокового строения различными исследователями, отмечается и на исследуемом месторождении. В связи с этим далее выполнена проверка гипотезы влияния тектонического фактора на повышенную продуктивность скважин месторождения.

В первую очередь рассмотрено влияние основных геолого-физических параметров залежи (пористость, нефтенасыщенность, нефтенасыщенная толщина) на величину накопленной добычи и максимальный дебит нефти по скважинам. Распределение накопленной добычи также проанализировано с учетом времени работы скважины. Зависимости построены в целом для залежи, а также выполнен анализ по свитам и по основным блокам. В целом можно сказать, что надежных зависимостей, характеризующих наличие влияния основных геолого-физических параметров на добычу и дебиты нефти, для месторождения не получено.

Для изучения взаимосвязи продуктивности скважин и тектонического фактора проанализированы карты распределения накопленной добычи нефти по скважинам (см. рис. 3). Выполнены построения зависимостей и карт максимальных дебитов нефти (рис. 7, а), а также удельных максимальных дебитов нефти, приведенных к 1 метру нефтенасыщенной толщины (рис. 7, б).

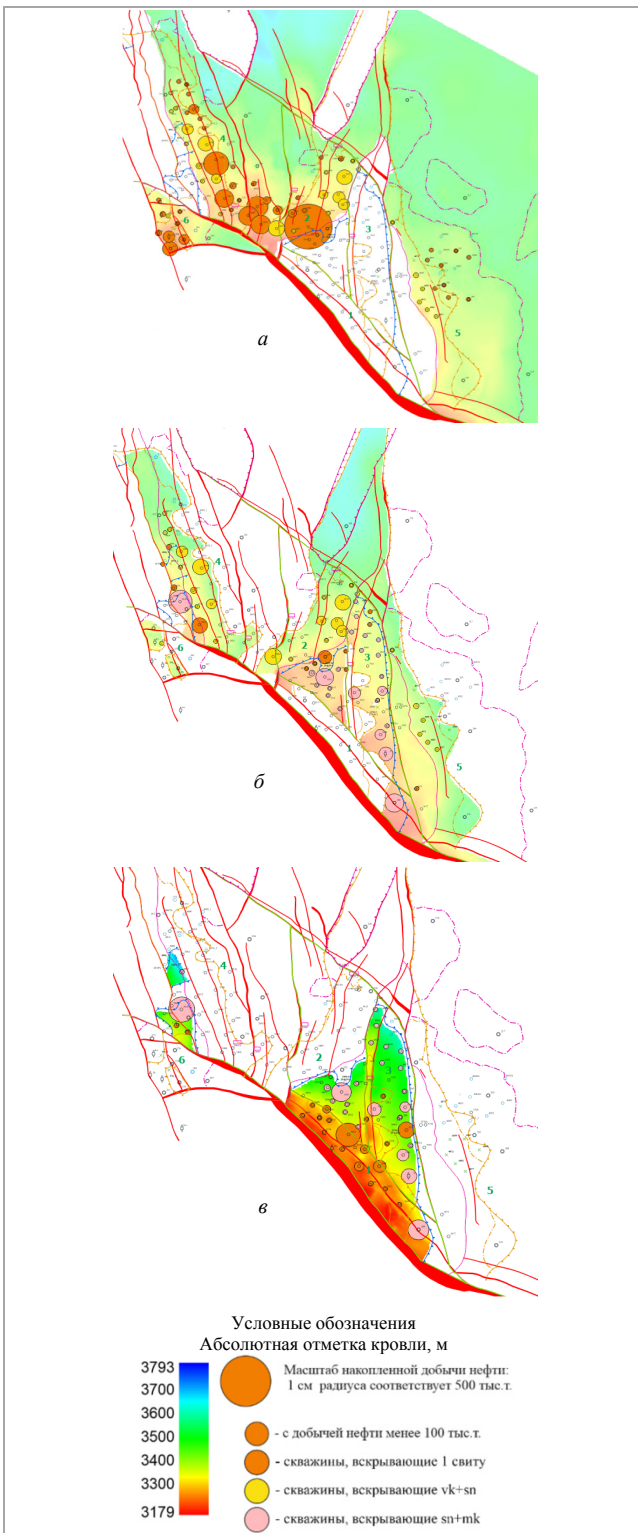


Рис. 3. Накопленные отборы нефти по свитам: а – веянской; б – сандивейской; в – макарихинской

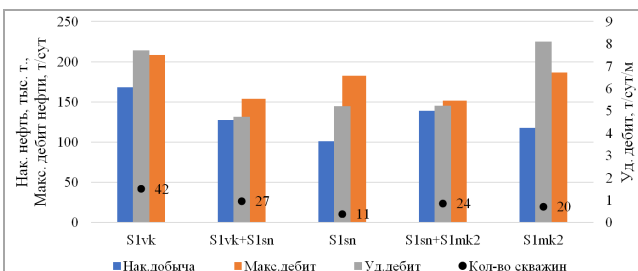


Рис. 4. Сопоставление показателей скважин по свитам

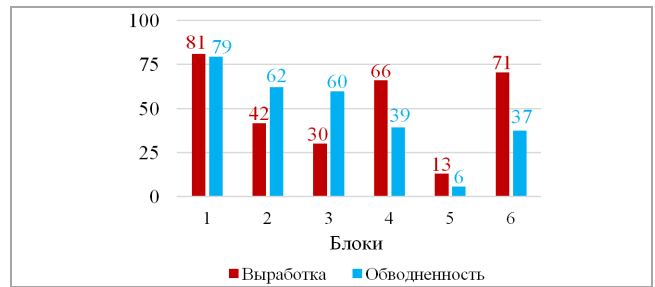


Рис. 5. Соотношение параметров отборов от НИЗ и обводненности по блокам

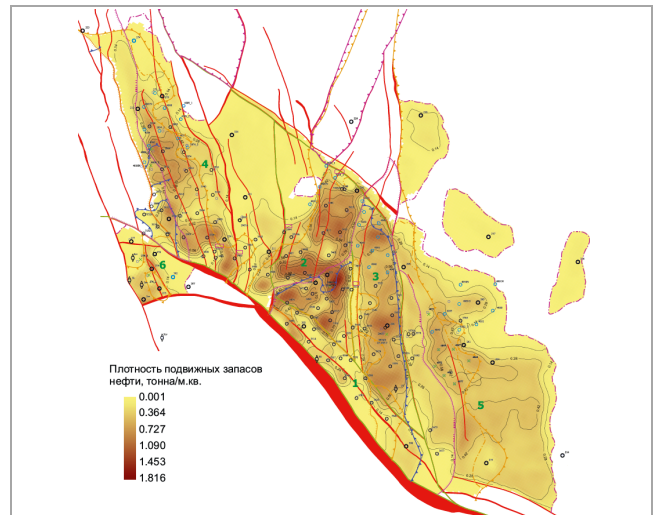


Рис. 6. Карта распределения плотности текущих подвижных запасов нефти

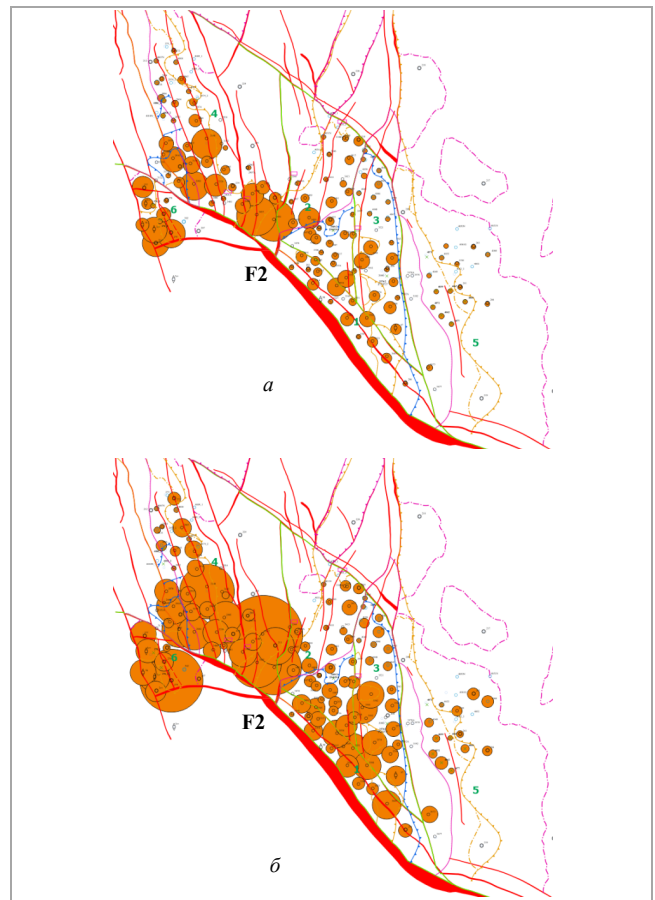


Рис. 7. Карта: а – максимальных дебитов нефти; б – удельных максимальных дебитов нефти



Можно отметить, что скважины с повышенной продуктивностью тяготеют к разлому колвинской системы, амплитудой до 1500 м, ограничивающим месторождение с юго-запада (разлом назван F2 в геологической модели и далее по тексту). Особенно это видно на картах дебитов скважин (см. рис. 7). Также можно заметить, что на площади выделяются две зоны по дебитам: в левой части месторождения дебиты более высокие. Рассмотрение в разрезе свит показало, что разные уровни дебитов приурочены к разным свитам: скважины с максимальными значениями дебитов отбирают нефть со свиты vk.

Для построения зависимостей построены кубы расстояния пластопересечений скважин до разломов: до разлома F2 (рис. 8, а) и до ближайшего разлома. Расстояния от каждой скважины до ближайшего разлома построены для проверки теории о возможном влиянии на продуктивность скважин ближайшего разлома (рис. 8, б). Влияния расстояния до ближайшего нарушения на продуктивность не выявлено.

На рис. 9 зависимостей накопленной добычи нефти от расстояния до разлома F2 и зависимостей максимального и удельного дебита нефти от расстояния до разлома F2 наблюдается тренд на увеличение параметров при уменьшении расстояния до разлома. На рис. 10 построены зависимости дебитов отдельно для отложений каждой из свит. Так как выборка позволяла, отобраны скважины, в которых добыча осуществлялась только из одной свиты. По данным рис. 10, для отложений vk и sn выделена зона повышенной продуктивности на расстоянии 2000 м от разлома F2, для отложений mk зона повышенной продуктивности не выявлена.

Поскольку для отложений mk зона повышенной продуктивности не выделяется, на рис. 11 исключены скважины, работающие на отложения mk. По данным зависимостей максимального и удельного дебита нефти для отложений vk и sn выделены зоны с разной продуктивностью, граница между которыми отмечается на расстоянии 2000 м от разлома F2. В зоне 700–2000 м дебиты по всем скважинам превышают значения 160 т/сут и 5 т/сут/м, тогда как в зоне далее 2000 м большинство замеров находится в пределах до 263 т/сут и до 7,8 т/сут/м. Исключение составляет одна скважина, выбивающаяся из общего тренда, находящаяся на расстоянии 2838 м от разлома F2; понять причину ее исключительности пока не удалось.

Для отложений свиты vk на рис. 10 зона повышенной продуктивности на расстоянии 2000 м от разлома выделяется явно. Удельный дебит в зоне повышенной продуктивности для отложений vk превышает значения в зоне 2000–8000 м в среднем в 3 раза, а по самой продуктивной скважине – в 7,8 раза. Для отложений sn разница по удельному дебиту составляет 2,4 раза (рис. 12, 13).

С целью обоснования дебитов новых скважин для каждой из свит vk и sn индивидуально рассчитаны зависимости удельного максимального дебита нефти от расстояния до разлома F2 (рис. 13). В зоне далее 2800 м для vk и от 2000 м для sn величина удельного максимального дебита принята постоянной, а в зоне до 2800 м для vk и от 2000 м для sn увеличивается пропорционально продуктивности скважин. Здесь принято во внимание предположение, что в непосредственной близости к разлому продуктивность вновь снижается, что подтверждается на графиках (см. рис. 13).

Полученные зависимости использованы для обоснования дебитов скважин проектного куста,

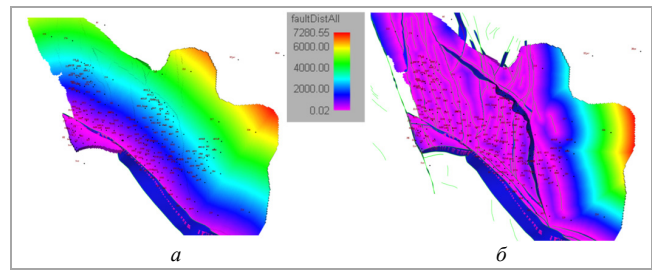


Рис. 8. Куб расстояний: а – до регионального разлома F2; б – до ближайшего разлома

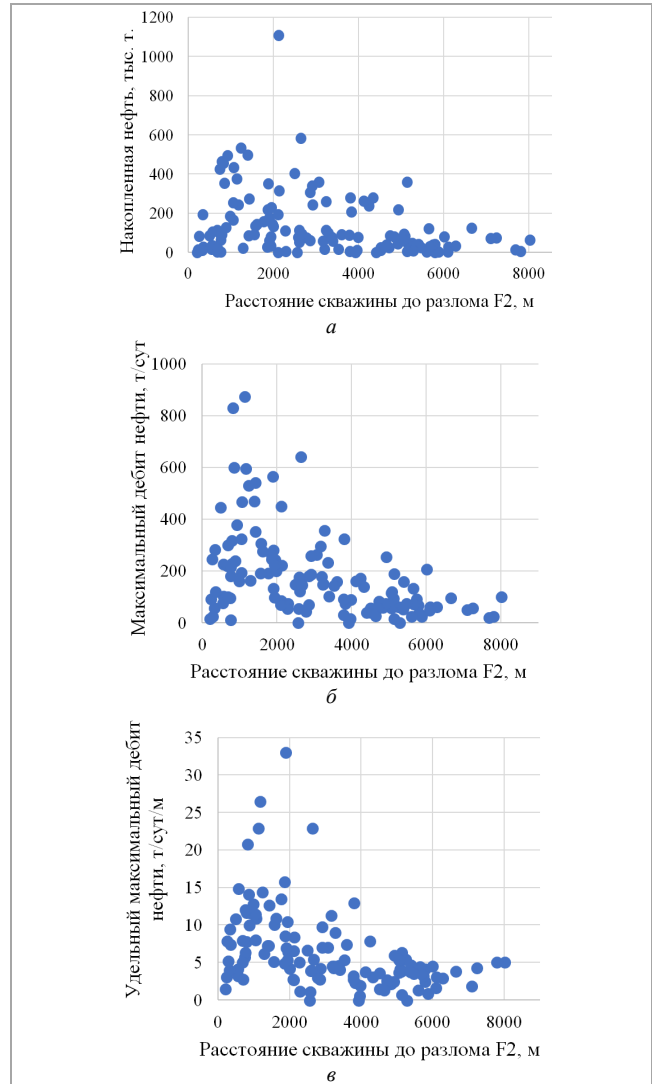


Рис. 9. Зависимость накопленной добычи нефти от расстояния до разлома F2 в целом по месторождению (а); зависимости максимального (б) и удельного (в) максимального дебитов нефти от расстояния до разлома F2 в целом по месторождению

расположенного частично в зоне повышенной продуктивности слабозабуренного блока 5. Кроме того, оптимизация скважин куста заключалась в корректировке местоположения и назначений скважин. Выполнено сравнение с расчетом дебитов на базе текущего представления о геологическом строении без учета зоны повышенной продуктивности («базовый» расчет). Средний начальный дебит нефти новых скважин куста увеличился 2,6 раза – с 42,8 до 112,9 т/сут. По результатам дополнительной оценки на ГДМ средний начальный дебит новых скважин составил до 65,8 т/сут, т.е. увеличен относительно «базового» в 1,5 раза. Выполнен расчет плановых уровней добычи нефти

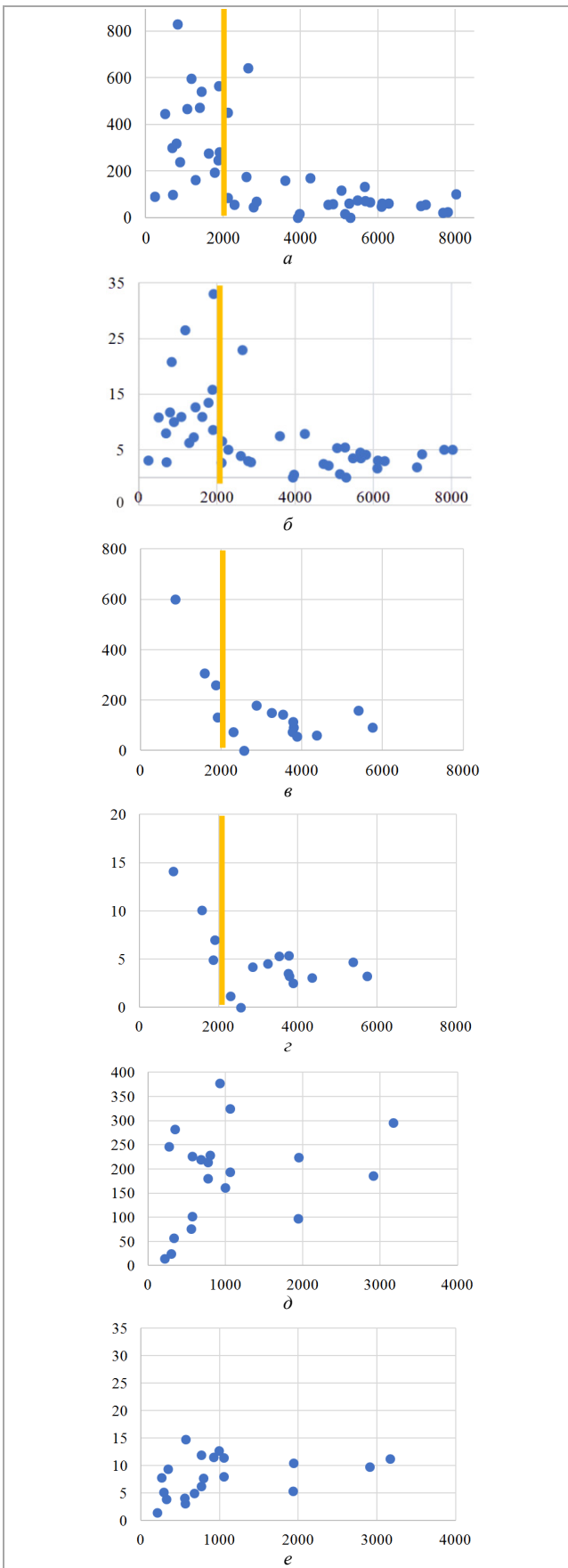


Рис. 10. Зависимости максимального и удельного максимального дебитов нефти от расстояния до разлома F2 по свитам Месторождения: *a* – максимальный дебит, vk; *б* – удельный дебит, vk; *в* – максимальный дебит, sn; *г* – удельный дебит, sn; *д* – максимальный дебит, mk; *е* – удельный дебит, mk

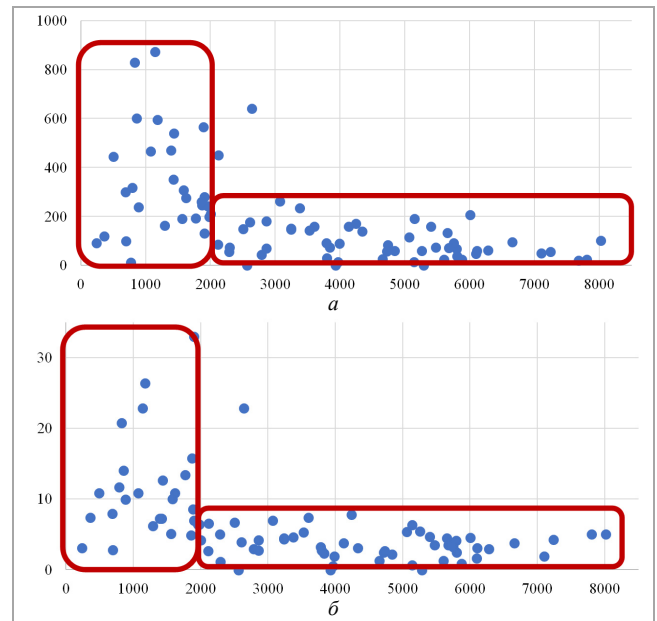


Рис. 11. Зависимости максимального (*a*) и удельного максимального (*б*) дебитов нефти от расстояния до разлома F2 для отложений vk и sn

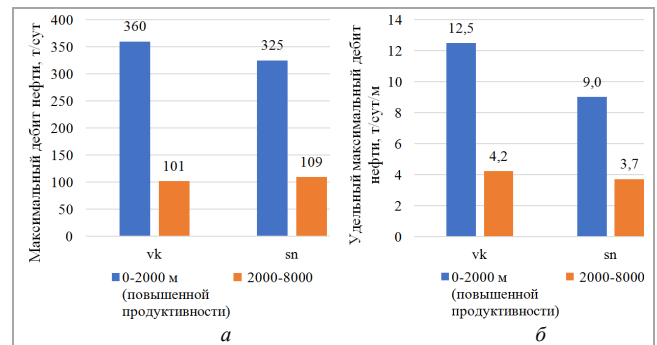


Рис. 12. Сравнение средних значений максимальных (*a*) и удельных максимальных (*б*) дебитов нефти по выявленным зонам

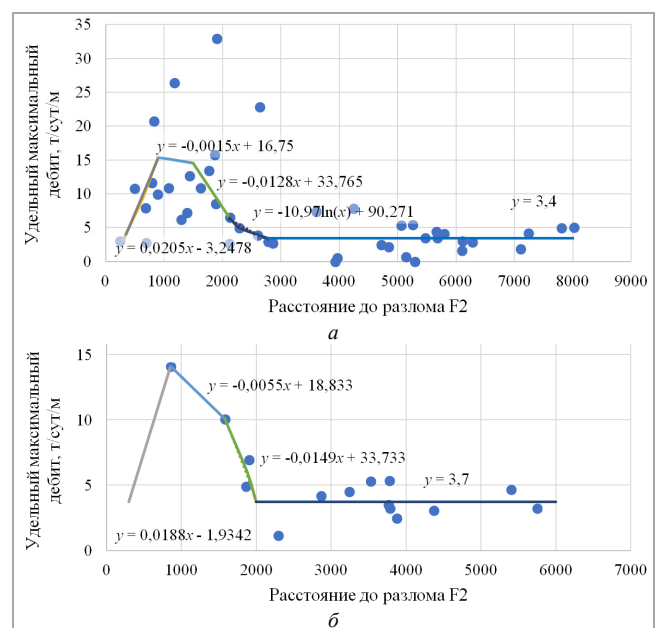


Рис. 13. Зависимость удельного максимального дебита нефти от расстояния до разлома: *a* – для отложений vk; *б* – для отложений sn

по скважинам нового куста на ГДМ. По результатам сравнения с «базовым» расчетом накопленная добыча нефти увеличена в 1,5 раза в целом по кусту за 15-летний прогнозный период. Суммарный начальный плановый дебит нефти увеличен в 1,8 раза.

### Заключение

1. Анализ российского и мирового опыта показал, что для объектов разломно-блокового строения отмечено наличие взаимосвязи повышенной продуктивности скважин с расстоянием до тектонического нарушения для объектов разломно-блокового строения. Для некоторых объектов размер зоны повышенной продуктивности определен количественно и составил до 2 км.

2. Проблемы разработки, характерные для тектонически раздробленных объектов, отмечаются на месторождениях ТПНГП. В связи с этим опыт изучения влияния тектонического фактора на разработку месторождений использован для исследования выбранного месторождения ТПНГП. Исследовано влияние тектонических нарушений на продуктивность

скважин и выполнен поиск количественных характеристик.

3. По результатам исследования влияния тектонических нарушений на повышенную продуктивность скважин исследуемого месторождения выявлено наличие зоны повышенной продуктивности на расстоянии 2000 м от разлома F2, являющегося сбросом, для отложений vk и sp. Для отложений mk зона повышенной продуктивности не выявлена.

4. Впервые для залежей нефти силурийских отложений исследуемого месторождения ТПНГП выявлена зависимость влияния расстояния от тектонического разлома сбросового типа до эксплуатационных скважин на эффективность их работы.

5. На основании нового представления о геологическом строении месторождения и выделения зоны повышенной продуктивности разработаны рекомендации по оптимизации бурения новых скважин.

6. По результатам оптимизации проектного куста накопленная добыча нефти увеличена в 1,5 раза в целом по кусту за 15-летний прогнозный период. Суммарный начальный плановый дебит нефти увеличен в 1,8 раз.

### Библиографический список

1. Бочкарев, В.А. Сбросы и сдвиги в нефтегазовой геологии / В.А. Бочкарев, А.В. Бочкарев. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2012. – 221 с.
2. Лесной, А.Н. Повышение эффективности выработки трудноизвлекаемых запасов на основе учета дизъюнктивных нарушений и анализа геолого-технических мероприятий / А.Н. Лесной, А.В. Бочкарев, Е.И. Бронскова // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №9. – С. 12–16.
3. Салимов, Ф.С. Разломно-блоковая тектоника и ее влияние на строение юрского осадочного чехла, разработку залежей нефти (на примере пласта ЮВ-1 Ватгеганской залежи) / Ф.С. Салимов, Э.А. Лозанович, Ю.А. Котенев // Нефтепромысловое дело. – 2014. – №3. – С. 9–18.
4. Чинаров, А.С. Влияние малоамплитудных тектонических нарушений на эффективность разработки залежей многопластовых месторождений Западной Сибири / А.С. Чинаров, Р.А. Рыбаков, О. А. Степанова // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 4. – С. 90–93. – EDN QAZNAZ.
5. Остроухов, С.В. Модель строения и формирования залежей углеводородов западного борта Прикаспийской впадины / С.В. Остроухов, В.А. Бочкарев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2009. – № 3. – С. 17–23. – EDN LOZWLB.
6. Разломно-блоковая модель строения Кандымской группы месторождений / С. Д. Горбачев, В. А. Бочкарев, А. В. Бочкарев, Г. П. Кузнецов // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2018. – № 2. – С. 4–15. – DOI 10.30713/2413-5011-2018-2-4-15. – EDN YOGWLW.
7. Бочкарев, А.В. Разломно-блоковое строение месторождений Ракушечно-Широтной зоны поднятий по данным сейсмических и промышленно-геофизических исследований / А.В. Бочкарев, Е.А. Калинина, В.А. Бочкарев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2013. – № 4. – С. 4–15. – EDN PYKMP.
8. Афонин, Д.Г. Обоснование степени влияния разломов на эффективность работы скважин / Д.Г. Афонин // Бурение и нефть. – 2008. – № 09. – С. 22–25.
9. Чинаров, А.С. Влияние малой тектоники на добычные возможности скважин / А.С. Чинаров, Д.Е. Заграновская // Нефть. хоз-во. – 2010. – № 12. – С. 12–15.
10. Беспалова, С.Н. Оценка влияния разломов на геологические особенности залежей и продуктивности коллекторов газовых месторождений Западной Сибири / С.Н. Беспалова, О.В. Вакуев // Геология нефти и газа. – 1995. – № 7.
11. Нелепов, М.В. Линейные структуры в накопленной добыче нефти Величаевско-Колодезного месторождения Ставропольского края / М.В. Нелепов, И.С. Конев // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 09. – С. 96–97.
12. Черненко, К.И. Анализ влияния геодинамического фактора на продуктивность скважин карбонатной залежи нефтекумской свиты Величаевско-Максимокумского вала / К.И. Черненко, М.В. Нелепов // Нефть и газ – 2022 : тезисы докладов 76-й Международной молодежной научной конференции, Москва, 25–29 апреля 2022 года / Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина. – М.: Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина, 2022. – Т. 1. – С. 68–69. – EDN MTGQDL.
13. Нелепов, М.В. Оценка влияния трещиноватости коллекторов на эффективность проведения геолого-технических мероприятий в продуктивных отложениях Восточного Ставрополя / М.В. Нелепов, Д.В. Томашев, А.А. Палоротная // Нефтепромысловое дело. – 2019. – № 7(607). – С. 28–32. DOI 10.30713/0207-2351-2019-7(607)-28-32. – EDN TSNLYL.
14. Гасумов, Р.А. Влияние геомеханических свойств пласта на успешность геологотехнических мероприятий при разработке месторождений Восточного Предкавказья / Р.А. Гасумов, С.В. Нелепов, В.И. Петренко // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 11. – С. 59–65.
15. Нелепов, М.В. Закономерности изменения продуктивности нефтяных скважин Величаевско-Колодезного месторождения / М.В. Нелепов, Т.В. Логвинова, А.А. Лиховид // Вестник Северо-Кавказского федерального ун-та. – 2013. – № 6 (39). – С. 54–58.
16. Черненко, К.И. Линейные зоны повышенной продуктивности нефти в карбонатной залежи Пушкарского поля Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения / К.И. Черненко, Н.В. Еремина, Е.Ю. Туманова // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 3. – С. 29–46. DOI 10.37493/2308-4758.2022.3.2. – EDN HLQHQG.
17. Обоснование зон с повышенной продуктивностью нефтяных залежей в карбонатных коллекторах (на примере Зимне-Ставкинско-Правобережного месторождения) / К.И. Черненко, В.М. Харченко, А.Е. Неркараяр, Н.В. Еремина // Наука. Инновации. Технологии. – 2023. – № 2. – С. 7–26. DOI 10.37493/2308-4758.2023.2.1. – EDN GWRLMJ.
18. Инновационная технология оперативных поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа (на примере Величаевско-Колодезного месторождения) / В.М. Харченко, А.Е. Домарева, Г.В. Колядова, В.П. Мочалов // Наука. Инновации. Технологии. – 2017. – № 4. – С. 197–210. – EDN YWPFMU.
19. Прокушева, С.А. Обоснование существования линейamentos на пермо-карбонатной залежи Усинского месторождения. Проблемы освоения Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: сборник трудов / С.А. Прокушева // ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИИнефть» в г. Ухте. – Киров: О-Краткое, 2012. – 352 с.
20. Определение закономерностей развития трещиноватости в пермских карбонатных отложениях Южно-Хальчужского месторождения по комплексу ГИС, промысловых исследований, методов закачки трассеров и меченых жидкостей / А.Д. Саггараев, Н.В. Дорощев, Е.П. Симоненко [и др.] // Каротажник. – 2023. – № 4(324). – С. 6–22. – EDN PPTVTF.
21. Пат. № 2790476 С1 Российская Федерация, МПК G01V 1/28, G01V 1/30. Способ трехмерного структурного картирования разломных зон и полей напряжений осадочного чехла земной коры для месторождений углеводородов : заявл. 20.09.2021 : опубл. 21.02.2023 / К.Ж. Семинский, Ю.П. Бурзунова, А.К. Семинский, А.С. Черемных ; заявитель Федеральное государственное бюджетное учреждение науки Институт земной коры Сибирского отделения Российской академии наук. – EDN GMEDCV.
22. Факторы и моделирование трещин нефтяного резервуара месторождения X бассейна Тарим (Китай) / И. Ли, А.В. Лобусев, А.В. Бочкарев [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2020. – № 3. – С. 27–34. DOI 10.30713/2413-5011-2020-3(339)-27-34. – EDN WPSFMB.
23. Абетова, С.А. Интерпретация тектонических нарушений в объектах моделирования с использованием алгоритма Ant-tracking в программном обеспечении Petrel / С.А. Абетова, А.Е. Абетов // Геология и охрана недр. – 2017. – № 4(65). – С. 51–55. – EDN YMRTCU.
24. Types and episodes of fractures in carbonate cores form the Ordovician Yijianfang Formation in the Halahatang area, northern Tarim Basin / J.X. Gao [et al.] // Acta Petroli Sinica. – 2012. – Vol. 33, № 1. – P. 64–73. DOI: 10.7623/syxh201201008
25. Zhou, H.-W. Practical Seismic Data Analysis / H.-W. Zhou. – New York: Cambridge University Press, 2014.
26. Корчуганова, Н.И. Дистанционные методы геологического картирования / Н.И. Корчуганова, А.К. Корсаков. – М.: Книжный дом Университет, 2009. – 288 с.
27. Красильникова, М.В. Использование различных методов поиска тектонических нарушений при проектировании системы поддержания пластового давления / М.В. Красильникова // Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли: сборник трудов 2-й Всероссийской научно-практической конференции (весенняя сессия). – М., 2021.
28. Шилов, Г.Я. Достоверная идентификация разломов – ключ к повышению эффективности нефтегазопромысловых работ / Г.Я. Шилов // Недропользование XXI век. – 2012. – № 3. – С. 60–62.
29. Карпов, В.А. Разлом как объект изучения при нефтегазопромысловых работах. Часть 1 / В.А. Карпов // Недропользование XXI век. – 2011. – № 6(31). – С. 66–72.
30. Калинина Е.А. Опыт выделения тектонических нарушений по комплексу промышленно-геофизических исследований / Е.А. Калинина, С.Б. Остроухов, В.А. Бочкарев // Каротажник. – 2012. – №5. – С.22–29.
31. Распов, А.В. Изучение гидродинамических связей силурийских залежей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции методом трассерных исследований / А.В. Распов, С.А. Прокушева // Нефтяная провинция. – 2022. – № 4(32). – С. 65–78. DOI https://doi.org/10.25689/NP.2022.4.65-78. – EDN WGVCTU.
32. Мирсаева, А.А. Анализ системы разработки нефтяного месторождения со сложным тектоническим строением / А.А. Мирсаева, Н.В. Шабрин, В.В. Никифоров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов. – Уфа, 2018. – Т. 7(12).
33. Никифоров, В.В. Геолого-физические особенности формирования и выработки запасов нефти залежей, осложненных разрывными нарушениями / В.В. Никифоров, Ю.А. Котенев // Геология. Геофизика. Бурение. – 2019. Т. 17, № 6. – С. 23–30. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-6-23-30

34. Япарова, Г.Ф. Влияние тектонических разрывных нарушений на эффективность разработки залежей тюменской свиты / Г.Ф. Япарова, В.В. Никифоров // Нефтегазовые технологии и новые материалы. Проблемы и решения: сборник научных трудов. – Уфа, 2018. – Т. 7 (12).

35. Методическое обоснование повышения выработки запасов нефти месторождений, осложненных тектоническими нарушениями / А.В. Стенькин, Ю.В. Котенев, Ш.Х. Султанов, В.Г. Уметбаев // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 1. – С. 214–223. DOI: 10.18799/24131830/2019/1/71

36. Закономерности, выявленные в ходе трассерных исследований по уточнению геологического строения сложнопостроенных залежей нефти / А.В. Лобусев, М.А. Лобусев, Р.А. Махаматханов, А.Б. Бакиева // Территория Нефтегаз. – 2013. – № 10. – С. 32–37. – EDN REDZWD.

37. An assessment of the footprint and carrying capacity of oil and gas well sites: the implications for limiting hydrocarbon reserves / S.A. Clancy, F. Worralla, R.J. Davies, J.G. Gluyasa // Science of The Total Environment. – 2017. – Vol. 618. – P. 586–594. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2017.02.160

38. Abdus Satter, A. Conventional and unconventional petroleum reserves - definitions and world outlook / A. Abdus Satter, G.M. Iqbal // Reservoir Engineering. The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries. – 2016. – P. 436–437. DOI: 10.1016/B978-0-12-800219-3.00023-1

39. One-dimensional modeling of a recent Ganga avulsion: assessing the potential effect of tectonic subsidence on a large river / N. Gupta, M.G. Kleinhans, E.A. Addink, P.M. Atkinson, P.A. Carling // Geomorphology. – 2014. – Vol. 213. – P. 25–29. DOI: 10.1016/j.geomorph.2013.12.038

40. Mining disturbance effect and mining arrangements analysis of near-fault mining in high tectonic stress region / H.G. Ji, H.S. Ma, J.A. Wang, Y.H. Zhang, H. Cao // Safety Science. – 2012. – Vol. 50, iss. 4. – P. 645–651. DOI: 10.1016/j.ssci.2011.08.062

41. Tectonic Framework and Magmatism / W. Pinxian, Li. Qianyu, Li. Chun-Feng, 3. Ch. // Developments in Marine Geology. – 2014. – Vol. 6. – P. 81–84. DOI: 10.1016/B978-0-444-59388-7.00003-2

42. Kontorovich, V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia / V.A. Kontorovich // Russian Geology and Geophysics. – 2009. – Vol. 50, iss. 4. – P. 350–352. EDN: LLRUCX. DOI: 10.1016/j.rgg.2009.03.012

43. Tertiary and Quaternary tectonic faulting in southernmost Illinois / W.J. Nelson, F.B. Denny, J.A. Devera, L.R. Follmer, J.M. Masters // Engineering Geology. – 1997. – Vol. 46, iss. 3–4. – P. 240–242. DOI: 10.1016/S0013-7952(97)00005-7

44. Dayal, A.M. Basin Structure, Tectonics, and Stratigraphy / A.M. Dayal // Shale Gas, Exploration and Environmental and Economic Impacts. – 2017. – Vol. 2. – P. 57–59. DOI: 10.1016/B978-0-12-809573-7.00004-4

45. The structural elements and tectonics of the Lake Van basin (Eastern Anatolia) from multi-channel seismic reflection profiles / M. Toker, A.M. Celal Sengor, F.D. Demirel Schluter, E. Demirel, D. Cukur, C. Imren, F. Niessen // Journal of African Earth Sciences. – 2017. – Vol. 129. – P. 170–172. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2017.01.002

46. Determination of dynamic reserves of fractured horizontal wells in tight oil reservoirs by multi-region material balance method / Y. Wei, Q. Ran, Li Ran, J. Yuan, J. Dong // Petroleum Exploration and Development. – 2016. – Vol. 43, iss. 3. – P. 493–495. DOI: 10.1016/S1876-3804(16)30057-X

47. McCall, G.J.H. Tectonics / G.J.H. McCall // Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences. – 2013. – Vol. 227. – P. 320–322.

48. Somnath, D. Tectonic evolution of the Eastern Ghats Belt / D. Somnath, S. Boseb, K. Dasc // Precambrian Research. – 2013. – Vol. 227. – P. 250–252. DOI: 10.1016/j.precamres.2012.04.005

49. Кусов, Б.Р. Некоторые особенности геологического строения нефтяных месторождений Восточного Предкавказья / Б. Р. Кусов // Геология нефти и газа. – 2010. – № 1. – С. 27–31. – EDN KYVSVZ.

50. Совершенствование систем разработки месторождений на основе комплексного анализа информации о малоамплитудных тектонических нарушениях / О.Н. Пичугин, П.Н. Соляной, А.С. Гавриш, В.П. Косяков, Г.Г. Кошеверов // Нефтепромысловое дело. – 2015. – № 11. – С. 5–15.

51. Особенности разработки залежей нефти, осложненных тектоническими нарушениями / Ф.С. Салимов, Ю.А. Котенев, Ш.Х. Султанов, В.Ш. Мухаметшин, Ю.В. Зейтман, А.В. Лысенков // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2017. – № 4. – С. 25–32.

52. Черненко, К.И. Линейные зоны повышенной продуктивности нефти в карбонатной залежи Пушкинского поля Зимне-Ставкинского-Правобережного месторождения / К.И. Черненко, Н.В. Еремина, Е.Ю. Туманова // Наука. Инновации. Технологии. – 2022. – № 3. – С. 29–46. DOI 10.37493/2308-4758.2022.3.2. – EDN HLQHQG.

53. Обоснование зон с повышенной продуктивностью нефтяных залежей в карбонатных коллекторах (на примере Зимне-Ставкинского-Правобережного месторождения) / К.И. Черненко, В.М. Харченко, А.Е. Некрарян, Н.В. Еремина // Наука. Инновации. Технологии. – 2023. – № 2. – С. 7–26. DOI 10.37493/2308-4758.2023.2.1. – EDN GWRLMJ.

54. Гудков, Е.П. Влияние разрывных тектонических нарушений на работу скважин Гежского нефтяного месторождения / Е.П. Гудков, А.В. Расповов, Т.П. Михеева // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., ОАО «ВНИИОЭНГ». – 1999. – № 1. – С. 19–22.

55. Шпидндлер, А.А. Оценка проницаемости разрывных нарушений одного из месторождений Томской области / А.А. Шпидндлер, С.В. Парначев // Сборник тезисов к конференции Проблемы геологии и освоения недр. – Томск, 2013. – 852 с.

56. Султаншина, Т.Р. Влияние блоковой тектоники на условия залегания продуктивного горизонта БС102+3 Тевлинско- Рускинского месторождения / Т.Р. Султаншина // Экспозиция Нефть Газ. – 2017. – № 6(59). – С. 17–21. – EDN ZMZNJF.

57. Кудряшова, Д.А. Методический подход к выбору скважин-кандидатов для ограничения водопритока, рассмотренный на примере Воезейского месторождения Республики Коми / Д.А. Кудряшова, А.В. Расповов // Недропользование. – 2022. – Т.22, №4. – С.178–184. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.4.5

58. Расповов, А.В. Обоснование системы доразработки Гондыревского нефтяного месторождения по результатам математического моделирования / А.В. Расповов, Т.П. Михеева // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – М., ОАО «ВНИИОЭНГ». – 1999. – № 7. – С. 38–41.

59. Даценко, Е.Н. Выбор оптимальной системы разработки по опыту разработки месторождений-аналогов на примере Полярного месторождения / Е.Н. Даценко, И.О. Орлова, Н.Н. Авакимян // Булаговские чтения. – 2020. – Т. 2. – С. 176–186.

60. Тимонин, Н.И. Печорская плита: история геологического развития в фанерозе / Н.И. Тимонин. – Екатеринбург: УрО РАН, 1998.

61. Отчет о результатах обработки и интерпретации сейсмозаведочных данных 3D с целью создания единой модели на Западно-Воезейской площади с учетом данных прошлых лет / П.Ш. Сайфутдинов, С.В. Кочетов [и др.]. – М., ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» 2018.

62. Nelson, R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs / R.A. Nelson. – BP Amoco Houston, TX. – 351 p.

References

1. Bochkarev V.A., Bochkarev A.V. Sbroys i sdvigi v neftegazovoi geologii [Faults and shifts in oil and gas geology]. Moscow: VNIIOENG, 2012, 221 p.

2. Lesnoi A.N., Bochkarev A.V., Bronskova E.I. Povyshenie effektivnosti vyrabotki trudnoizvlekaemykh zapasov na osnove ucheta diz'unktivnykh narushenii i analiza geologo-tekhnicheskikh meropriatii [Raising efficiency of hardly-recoverable reserves extraction on the basis of accounting of disjunctive faults and analysis of geological-technical measures]. *Neftepromyslovoye delo*, 2014, no. 9, pp. 12-16.

3. Salimov F.S., Lozanovich E.A., Kotenev Yu.A. Razlomno-blokovaya tektonika i ee vliianie na stroenie iurskogo osadochnogo chekhla, razrabotku zalezhei nefi (na primere plasta IvV-1 Vat'eganskoi zalezhi) [Fault-block tectonics and its impact on the structure of the Jurassic sedimentary section and oil deposits development (using the example of YuV-1 formation of Vat'egan field)]. *Neftepromyslovoye delo*, 2014, no. 3, pp. 9-18.

4. Chinarov A.S., Rybakov R.A., Stanepanova O.A. Vliianie maloamplitudnykh tektonicheskikh narushenii na effektivnost' razrabotki zalezhei mnogoplastovykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [Influence of low-amplitude tectonic faults on the effective development of multizone fields of Western Siberia]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 4, pp. 90-93. EDN QAZNAZ.

5. Ostroukhov S.B., Bochkarev V.A. Model' stroeniia i formirovaniia zalezhei uglevodorodov zapadnogo borta Prikaspiiskoi vpadiny [Model of the structure and formation of hydrocarbon deposits on the western edge of the Caspian Basin]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2009, no. 3, pp. 17-23. EDN LOZWLB.

6. Gorbachev S.D., Bochkarev V.A., Bochkarev A.V., Kuznetsova G.P. Razlomno-blokovaya model' stroeniia Kandym'skoi grupy mestorozhdenii [Structural fault-based model of Kandym group of fields]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2018, no. 2, pp. 4-15. DOI: 10.30713/2413-5011-2018-2-4-15. EDN YOGWLW.

7. Bochkarev A.V., Kalinina E.A., Bochkarev V.A. Razlomno-blokovoye stroenie mestorozhdenii Rakushechno-Shirotnoi zony podniatii po dannym seismicheskikh i promyslovo-geofizicheskikh issledovaniy [Fault-block structure of the Rakushechno-Shirotnaya uplift zone deposits based on seismic and field geophysical survey data]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2013, no. 4, pp. 4-15. EDN YPKMIP.

8. Afonin D.G. Obosnovanie stepeni vliianiia razlomov na effektivnost' raboty skvazhin [Justification of the degree of influence of faults on the efficiency of wells]. *Burenie i nef'*, 2008, no. 09, pp. 22-25.

9. Chinarov A.S., Zagranovskaya D.E. Vliianie maloi tektoniki na dobychnye vozmozhnosti skvazhin [The influence of the small tectonics on the productive abilities of wells]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2010, no. 12, pp. 12-15.

10. Bepalova S.N., Bakuev O.V. Otsenka vlianiia razlomov na geologicheskie osobennosti zalezhei i produktivnost' kolektorov gazovykh mestorozhdenii Zapadnoi Sibiri [Evaluation of the impact of faults on the geological features of deposits and the productivity of reservoirs of gas fields in Western Siberia]. *Geologiya nefi i gaza*, 1995, no. 7.

11. Nelepov M.V., Konev I.S. Lineinye struktury v nakoplennoi dobyche nefi Velichayevsko-Kolodeznoy zony Stavropol'skogo kraia [Linear structures in the saved-up oil production of the Velichayevsko-Kolodeznoye field of Stavropol region]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2015, no. 09, pp. 96-97.

12. Chernenko K.I., Nelepov M.V. Analiz vlianiia geodinamicheskogo faktora na produktivnost' skvazhin karbonatnoi zalezhi neftekumskoi svity Velichayevsko-Maksimovskogo vala [Analysis of the influence of geodynamic factors on the productivity of wells of the carbonate deposit of the Neftekumskaya suite of the Velichayevsko-Maksimovskiy swell]. *Neft' i gaz - 2022. Tezisy dokladov 76-i Mezhdunarodnoi molodezhnoi nauchnoi konferentsii, Moskva, 25-29 April 2022*. Moscow: Rossiiskii gosudarstvennyi universitet nefi i gaza (natsional'nyi issledovatel'skii universitet) imeni I.M. Gubkina, 2022, vol. 1, pp. 68-69. EDN MTGQDL.

13. Nelepov M.V., Tomashev D.V., Paporotnaia A.A. Otsenka vlianiia treshchinovosti kolektorov na effektivnost' provedeniia geologo-tekhnicheskikh meropriatii v produktivnykh otlozheniyakh Vostochnogo Stavropol'ia [Impact of the natural fractures studies on the oil fields production efficiency program for Eastern Stavropol region]. *Neftepromyslovoye delo*, 2019, no. 7 (607), pp. 28-32. DOI: 10.30713/0207-2351-2019-7(607)-28-32. EDN TSNYLY.

14. Gasumov R.A., Nelepov S.V., Petrenko V.I. Vliianie geomekhanicheskikh svoystv plasta na uspehnost' geologotekhnicheskikh meropriatii pri razrabotke mestorozhdenii Vostochnogo Predkavkaz'ia [The influence of a formation geo-mechanical properties on the success of geological-technical measures when developing the fields of the Eastern Pre-Caucasus]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 11, pp. 59-65.

15. Nelepov M.V., Logvinova T.V., Likhovid A.A. Zakonomernosti izmeneniia produktivnosti nefiannykh skvazhin Velichayevsko-Kolodeznoy mestorozhdeniia [Regularities of change of efficiency of oil wells of the field of Velichayevsko-Kolodeznoye]. *Vestnik Severo-Kavkazskogo federal'nogo universiteta*, 2013, no. 6 (309), pp. 54-58.

16. Chernenko K.I., Eremina N.V., Tumanova E.Iu. Lineinye zony povyshennoi produktivnosti nefi v karbonatnoi zalezhi Pushkarskogo polia Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnogo mestorozhdeniia [Linear zones of increased oil productivity in the carbonate reservoir of the Pushkarskoe area of Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye field]. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2022, no. 3, pp. 29-46. DOI: 10.37493/2308-4758.2022.3.2. EDN HLQHQG.

17. Chernenko K.I., Kharchenko V.M., Nekrariyan A.E., Eremina N.V. Obosnovanie zon s povyshennoi produktivnost'iu nefiannykh zalezhei v karbonatnykh kolektorakh (na primere Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnogo mestorozhdeniia) [Substantiation of zones with increased productivity of oil deposits in carbonate reservoirs (by the example of the Zimne-Stavkinsko-Pravoberezhnoye Field)]. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2023, no. 2, pp. 7-26. DOI: 10.37493/2308-4758.2023.2.1. EDN GWRLMJ.

18. Kharchenko V.M., Domareva A.E., Koliadova G.V., Mochalov V.P. Innovatsionnaia tekhnologia operativnykh poiskov, razvedki i razrabotki mestorozhdenii nefi i gaza (na primere Velichayevsko-Kolodeznoy mestorozhdeniia) [Innovative technology of operational searching, exploration and development of oil and gas fields (Example of the Velichayevsko-Kolodeznoye field)]. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2017, no. 4, pp. 197-210. EDN YWFQMU.

19. Prokusheva S.A. Obosnovanie sushchestvovaniia lineamentov na permo-karbonovoi zalezhi Usinskogo mestorozhdeniia. Problemy osvoeniia Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii: sbornik trudov [Substantiation of the existence of lineaments on the Permian-Carboniferous deposit of the Usinskoye field. Problems of development of the Timan-Pechora oil and gas province: collection of works]. OOO "LUKOIL-Inzhiniring" "PechorNIPneft'" v g. Ukhte. Kirov: O-Kratkoe, 2012, 352 p.
20. Saetgaraev A.D., Dorofeyev N.V., Simonenko E.P. et al. Opredelenie zakonmernosti razvitiia treschinovatosi v permkikh karbonatnykh otlozheniakh Luzhno-Khyl'chuiuskogo mestorozhdeniia po kompleksu GIS, promyslovnykh issledovaniy, metodov zakachki trasserov i mechenykh zhidkostey [Determination of the regularities in the development of fracturing in Perm carbonate sediments of Yuzhnoe Khylychuy field from well logs, field surveys and injections of tracers and tracer fluids]. *Karotazhnik*, 2023, no. 4 (324), pp. 6-22. EDN PPVTFM.
21. Seminskii K.Zh., Burzunova Iu.P., Seminskii A.K., Cheremnykh A.S. Sposob trekhmernogo strukturnogo kartirovaniia razlomnykh zon i polei napriazhenii osadochnogo chekhla zemnoi kory dlia mestorozhdenii ugleodorodov [Method of three-dimensional structural mapping of fault zones and stress fields of the sedimentary cover of the earth's crust for hydrocarbon deposits]. Patent Rossiiskaia Federatsiia no. 2790476 C1 (2023). EDN GMEDCV.
22. Li L., Lobusev A.V., A.V. Bochkarev et al. Faktory i modelirovaniie treschin neflianogo rezervuara mestorozhdeniia X basseina Tarim (Kitai) [Factors of the reservoir formation of the Ordovician system of X deposit of Tarim basin (China)]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2020, no. 3, pp. 27-34. DOI: 10.30713/2413-5011-2020-3(339)-27-34. EDN WPSFMB.
23. Abetova S.A., Abetov A.E. Interpretatsiia tektonicheskikh narushenii v ob'ektakh modelirovaniia s ispol'zovaniem algoritma Ant-tracking v programmnom obespechenii Petrel [Interpretation of tectonic faults in modeling objects using the Ant-tracking algorithm in Petrel software]. *Geologiya i okhrana nedr*, 2017, no. 4 (65), pp. 51-55. EDN YMRTCU.
24. Gao J.X. et al. Types and episodes of fractures in carbonate cores from the Ordovician Yijianfang Formation in the Halahatang area, northern Tarim Basin. *Acta Petrolii Sinica*, 2012, vol. 33, no. 1, pp. 64-73. DOI: 10.7623/syxh201201008
25. Zhou H.-W. Practical Seismic Data Analysis. New York: Cambridge University Press, 2014. 509 p.
26. Korchuganova N.I., Korsakov A.K. Distantionnyie metody geologicheskogo kartirovaniia [Remote methods of geological mapping]. Moscow: Knizhnyi dom Universitet, 2009, 288 p.
27. Krasil'nikova M.V. Ispol'zovanie razlichnykh metod poiska tektonicheskikh narushenii pri proektirovanii sistemy podderzhanii plastovogo davleniia [Using various methods of searching for tectonic faults in the design of a reservoir pressure maintenance system]. *Aktual'nye voprosy i innovatsionnye resheniia v neftegazovoi otrasli. Sbornik trudov 2-i Vserossiiskoi nauchno-prakticheskoi konferentsii (vesenniaia sessiia)*. Moscow, 2021.
28. Shilov G.Ia. Dostovernaia identifikatsiia razlomov - kluch k povysheniiu effektivnosti neftegazoposkovykh rabot [The truth identification of tectonic faults - the key to increasing of effectiveness for oil and gas researches]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2012, no. 3, pp. 60-62.
29. Karpov V.A. Razlom kak ob'ekt izucheniia pri neftegazoposkovykh rabotakh. Chast' 1 [Tectonic fault - as an object of study in the oil and gas exploration. Part 1]. *Nedropol'zovanie XXI vek*, 2011, no. 6 (31), pp. 66-72.
30. Kalinina E.A., Ostroukhov S.B., Bochkarev V.A. Opyt vydeleniia tektonicheskikh narushenii po kompleksu promyslovo-geofizicheskikh issledovaniy [Experience of identifying tectonic faults using a complex of industrial geophysical studies]. *Karotazhnik*, 2012, no. 5, pp. 22-29.
31. Raspopov A.V., Prokusheva S.A. Izuchenie gidrodinamicheskikh svyazei siluriiskikh zalezhei Timano-Pechorskoi neftegazonosnoi provintsii metodom trasserovykh issledovaniy [Tracer analysis of hydrodynamic connections in the silurian deposits of the Timan-Pechora oil and gas province]. *Neftiania provintsiia*, 2022, no. 4 (32), pp. 65-78. DOI: 10.25689/NP.2022.4.65-78. EDN WGVCTU.
32. Mirsaeva A.A., Shabrin N.V., Nikiforov V.V. Analiz sistemy razrabotki neflianogo mestorozhdeniia so slozhnym tektonicheskim stroeniem [Analysis of development system of oil field with complex tectonic structure]. *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniia. Sbornik nauchnykh trudov*. Ufa, 2018, vol. 7 (12), pp. 221-229.
33. Nikiforov V.V., Kotenev E.A. Geologo-fizicheskie osobennosti formirovaniia i vyrabotki zapasov nefli zalezhei, oslozhnennykh razryvnyimi narusheniami [Geological and physical features of the formation and development of oil reserves of deposits complicated by faulting]. *Geologiya. Geofizika. Burenie*, 2019, vol. 17, no. 6, pp. 23-30. DOI: 10.17122/ngdelo-2019-6-23-30
34. Iaparova G.F., Nikiforov V.V. Vliianie tektonicheskikh razryvnykh narushenii na effektivnost' razrabotki zalezhei tiimenskoi svity [Influence of tectonic faults on the effective development of Tyumen suite formation]. *Neftegazovye tekhnologii i novye materialy. Problemy i resheniia. Sbornik nauchnykh trudov*. Ufa, 2018, vol. 7 (12).
35. Sten'kin A.V., Kotenev Iu.V. Sultanov Sh.Kh., Umetsbaev V.G. Metodicheskoe obosnovanie povysheniia vyrabotki zapasov nefli mestorozhdenii, oslozhnennykh tektonicheskimi narusheniami [Methodical substantiation of increasing production of oil reserves on the fields complicated by tectonic disturbances]. *Izvestiia Tomskogo politekhnicheskogo universiteta. Inzhiniring georesurov*, 2019, vol. 330, no. 1, pp. 214-223. DOI: 10.18799/24131830/2019/1/71
36. Lobusev A.V., Lobusev M.A., Makhamatkhanov R.A., Bakieva A.B. Zakonmernosti, vyavlennye v khode trasserovykh issledovaniy po utocnieniu geologicheskogo stroeniia slozhnopolostroyennykh zalezhei nefli [Consistent patterns found during log-inject-log surveys to specify the geology of oil deposits of complicated structure]. *Territoria Neftegaz*, 2013, no. 10, pp. 32-37. EDN REDZWD.
37. Clancy S.A., Worralla F., Davies R.J., Gluyasa J.G. An assessment of the footprint and carrying capacity of oil and gas well sites: the implications for limiting hydrocarbon reserves. *Science of the Total Environment*, 2017, vol. 618, pp. 586-594. DOI: 10.1016/j.scitotenv.2017.02.160
38. Abdus Satter A., Iqbal G.M. Conventional and unconventional petroleum reserves - definitions and world outlook. *Reservoir Engineering. The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries*, 2016, pp. 436-437. DOI: 10.1016/B978-0-12-800219-3.00023-1
39. Gupta N., Kleinhansb M.G., Addinkb E.A., Atkinsona P.M., Carlinga P.A. One-dimensional modeling of a recent Ganga avulsion: assessing the potential effect of tectonic subsidence on a large river. *Geomorphology*, 2014, vol. 213, pp. 25-29. DOI: 10.1016/j.geomorph.2013.12.038
40. Ji H.G., Ma H.S., Wang J.A., Zhang Y.H., Cao H. Mining disturbance effect and mining arrangements analysis of near-fault mining in high tectonic stress region. *Safety Science*, 2012, vol. 50, iss. 4, pp. 645-651. DOI: 10.1016/j.ssci.2011.08.062
41. Pinxian W., Qianyu Li, Chun-Feng Li. Tectonic Framework and Magmatism, 3. Ch. *Developments in Marine Geology*, 2014, vol. 6, pp. 81-84. DOI: 10.1016/B978-0-444-59388-7.00003-2
42. Kontorovich V.A. The Meso-Cenozoic tectonics and petroleum potential of West Siberia. *Russian Geology and Geophysics*, 2009, vol. 50, iss. 4, pp. 350-352. EDN: LLRUCX. DOI: 10.1016/j.rgg.2009.03.012
43. Nelson W.J., Denny F.B., Devera J.A., Follmer L.R., Masters J.M. Tertiary and Quaternary tectonic faulting in southernmost Illinois. *Engineering Geology*, 1997, vol. 46, iss. 3-4, pp. 240-242. DOI: 10.1016/S0013-7952(97)00005-7
44. Dayal A.M. Basin Structure, Tectonics, and Stratigraphy. *Shale Gas, Exploration and Environmental and Economic Impacts*, 2017, vol. 2, pp. 57-59. DOI: 10.1016/B978-0-12-809573-7.00004-4
45. Toker M., Celal Sengor A.M., Demirel Schluter F.D., Demirbag E., Cukur D., Imren C., Niessen F. The structural elements and tectonics of the Lake Van basin (Eastern Anatolia) from multi-channel seismic reflection profiles. *Journal of African Earth Sciences*, 2017, vol. 129, pp. 170-172. DOI: 10.1016/j.jafrearsci.2017.01.002
46. Wei Y., Ran Q., Ran Li, Yuan J., Dong J. Determination of dynamic reserves of fractured horizontal wells in tight oil reservoirs by multi-region material balance method. *Petroleum Exploration and Development*, 2016, vol. 43, iss. 3, pp. 493-495. DOI: 10.1016/S1876-3804(16)30057-X
47. McCall J.J.H. Tectonics. *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences*, 2013, vol. 227, pp. 320-322.
48. Somnath D., Bose S., Dasc K. Tectonic evolution of the Eastern Ghats Belt. *Precambrian Research*, 2013, vol. 250-252. DOI: 10.1016/j.precamres.2012.04.005
49. Kusov B.R. Nekotorye osobennosti geologicheskogo stroeniia neflianykh mestorozhdenii Vostochnogo Predkavkaziia [Some features of geological structure of oil fields of East Fore-Caucasus]. *Geologiya nefli i gaza*, 2010, no. 1, pp. 27-31. EDN KYVSZV.
50. Pichugin O.N., Solianoi P.N., Gavris' A.S., Kosiakov V.P., Kosheverov G.G. Sovershenstvovanie sistem razrabotki mestorozhdenii na osnove kompleksnogo analiza informatsii o maloamplitudnykh tektonicheskikh narusheniakh [Updating of fields development systems on the basis of complex analysis of the information about low-amplitude tectonic faults]. *Neftepromyslovoe delo*, 2015, no. 11, pp. 5-15.
51. Salimov F.S., Kotenev Iu.A., Sultanov Sh.Kh., Mukhametshin V.Sh., Zeigman Iu.V., Lysenkov A.V. Osobennosti razrabotki zalezhei nefli, oslozhnennykh tektonicheskimi narusheniami [Designfeatures of seal oil complicated by tectonic disturbances]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh i gazovykh mestorozhdenii*, 2017, no. 4, pp. 25-32.
52. Chernenko K.I., Eremina N.V., Tumanova E.Iu. Lineinye zony povyshennoi produktivnosti nefli v karbonatnoi zalezhi Pushkarskogo polia Zimne-Stavkinskogo Pravoberezhnogo mestorozhdeniia [Linear zones of increased oil productivity in the carbonate reservoir of the Pushkarskoe area of Zimne-Stavkinskogo Pravoberezhnoye field]. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2022, no. 3, pp. 29-46. DOI: 10.37493/2308-4758.2022.3.2. EDN HLQHGQ.
53. Chernenko K.I., Kharchenko V.M., Nerkararian A.E., Eremina N.V. Obosnovanie zon s povyshennoi produktivnost'iu neflianykh zalezhei v karbonatnykh kolektorakh (na primere Zimne-Stavkinskogo-Pravoberezhnogo mestorozhdeniia) [Substantiation of zones with increased productivity of oil deposits in carbonate reservoirs (by the example of the Zimne-Stavkinskogo-Pravoberezhnoye field)]. *Nauka. Innovatsii. Tekhnologii*, 2023, no. 2, pp. 7-26. DOI: 10.37493/2308-4758.2023.2.1. EDN GWRLMJ.
54. Gudkov E.P., Raspopov A.V., Mikhcheeva T.P. Vliianie razryvnykh tektonicheskikh narushenii na rabotu skvazhin Gezhskogo neflianogo mestorozhdeniia [The influence of rupture tectonic faults on the operation of wells of the Gezhskoye oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 1999, no. 1, pp. 19-22.
55. Shpindler A.A., Parmachev S.V. Otsenka pronitsaemosti razryvnykh narushenii odnogo iz mestorozhdenii Tomskoi oblasti [Evaluation of the permeability of faults in one of the deposits in the Tomsk region]. *Problemy geologii i osvoeniia nedr. Sbornik tezisev k konferentsii*. Tomsk, 2013, 852 p.
56. Sultanshina T.R. Vliianie blokovoii tektoniki na usloviia zaleganiia produktivnogo gorizonta BS<sub>10</sub><sup>2+3</sup> Tavlinskoi-Russkinskogo mestorozhdeniia [Impact of block tectonics on mode of BS<sub>10</sub><sup>2+3</sup> reservoir occurrence in Tavlinskoi-Russkinskoye oilfield]. *Ekspozitsiia Neft' Gaz*, 2017, no. 6 (59), pp. 17-21. EDN ZMZNJF.
57. Kudriashova D.A., Raspopov A.V. Metodicheskii podkhod k vyboru skvazhin-kandidatov dlia ograniicheniia vodopritoka, rassmotrennyi na primere Vozeiskogo mestorozhdeniia Respubliki Komi [A methodical approach to the selection of candidate wells for limiting water inflow, considered on the example of the Vozeiskoye field in the Komi Republic]. *Nedropol'zovanie*, 2022, vol. 22, no. 4, pp. 178-184. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.4.5
58. Raspopov A.V., Mikhcheeva T.P. Obosnovanie sistemy dorazrabotki Gondyrevskogo neflianogo mestorozhdeniia po rezul'tatam matematicheskogo modelirovaniia [Justification of the system of additional development of the Gondyrevskoye oil field based on the results of mathematical modeling]. *Geologiya, geofizika i razrabotka neflianykh mestorozhdenii*. Moscow: VNIIOENG, 1999, no. 7, pp. 38-41.
59. Datsenko E.N., Orlova I.O., Avakimian N.N. Vybora optimal'noi sistemy razrabotki po opytu razrabotki mestorozhdenii-analogov na primere Poliarnogo mestorozhdeniia [Selection of the optimal development system based on the experience of developing similar deposits using the example of the Polarnoye field]. *Bulatovskie chteniia*, 2020, vol. 2, pp. 176-186.
60. Timonin N.I. Pechorskaiia plita: istoriia geologicheskogo razvitiia v fanerozoie [Pechora Plate: History of Geological Development in the Phanerozoic]. Ekaterinburg: Ural'skoe otdelenie Rossiiskoi akademii nauk, 1998.
61. Saifutdinov R.Sh., Kochetov S.V. et al. Otchet o rezul'tatakh obrabotki i interpretatsii seismorazvedochnykh dannykh 3D s tsel'iu sozdaniia edinoi modeli na Zapadno-Vozeiskoi ploschchadi s uchedom dannykh proshlykh let [Report on the results of processing and interpretation of 3D seismic data in order to create a unified model in the West Vozeiskaya area, taking into account data from previous years]. Moscow: LUKOIL-Inzhiniring, 2018.
62. Nelson R.A. Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs. BP Amoco Houston, TX, 351 p.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.

Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.

Вклад авторов равноценен.