

НОВЫЕ МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ

Оригинальная статья

УДК 622.279 (470.56)

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.02>

К вопросу о геолого-технологических предпосылках массового водопроявления в газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения

Д.В. Сурначёв ✉

Институт проблем нефти и газа РАН, Россия, 119333, Москва, ул. Губкина, д. 3

Аннотация. *Актуальность.* При отсутствии геологически обоснованного механизма внедрения воды в газовую залежь и уверенной априорной локализации потенциальных зон обводнения адаптацию гидродинамических моделей приходится проводить лишь по скважинным данным, что влечет за собой высокую степень неопределенности. *Цель работы.* Снижение прогностических рисков при выборе участка опытно-промышленных работ по увеличению компонентоотдачи месторождения (в том числе за счет извлечения «матричной» нефти его газовой части). *Материалы и методы.* Анализ геологических и технологических предпосылок массового преждевременного (по сравнению с ранними проектными документами) водопроявления в газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения с позиции современных геодинамических процессов, развивающихся в карбонатном коллекторе с высокой степенью битуминозности, принципиальное гидродинамическое моделирование. *Результаты.* Понимание геологического разнообразия механизмов, приводящих к водопроявлениям в газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, позволяет создать набор принципиальных гидродинамических моделей для различных участков залежи. Это снижает неопределенность в идентификации остаточных локально защемленных объемов газа и уровень риска в случае ненадлежащего выбора участка для реализации опытно-промышленных работ по увеличению компонентоотдачи. *Выводы.* Предполагается, что триггером различных механизмов обводнения скважин послужили попытки создания взрывным способом конденсатохранилища накануне разработки, на этапе обустройства нефтегазоконденсатного месторождения, в кунгурских солях покрывки Центрального купола.

Ключевые слова: нефтегазоконденсатное месторождение, газовые скважины, компонентоотдача, водопроявление, системы тектонических нарушений, зоны трещиноватости, битуминозность породы, остаточная водонасыщенность

Финансирование: работа выполнена в рамках государственного задания ИПНГ РАН (тема № 125020501405-1).

✉ Сурначёв Дмитрий Владимирович, d_surnachev@mail.ru

© Сурначёв Д.В., 2025



Контент доступен под лицензией Creative Commons Attribution 4.0 License.

Для цитирования: Сурначёв Д.В. К вопросу о геолого-технологических предпосылках массового водопроявления в газовых скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2025. Т. 16, № 1. С. 50–75. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.02>

Введение

Спустя почти 50 лет после начала добычи Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) находится по сути на последней стадии разработки своей основной газоконденсатной залежи, но вопрос о геолого-технологических причинах водопроявления разной степени интенсивности в газовых скважинах по-прежнему остается дискуссионным.

Целью работы является снижение прогностических рисков при выборе участка опытно-промышленных работ по увеличению компонентоотдачи месторождения (в том числе за счет извлечения «матричной» нефти его газовой части). Это тем более важно, поскольку технология таких работ предполагает попеременную закачку в нагнетательные скважины углеводородного растворителя и осушенного газа.

Заметим, что обсуждение роли и значения геологических факторов в этих процессах ведется практически без перерыва начиная с 1980-х гг., т.е. практически с начала разработки и начала интенсивных водопритокков в ряде скважин в присводовой (район УКПГ-2), а впоследствии и северо-западной краевой части Центрального купола [1, 2], однако геолого-технологические причины водопритока, механизмы и закономерности выделения зон поступления в разрабатываемую залежь воды в Центральном куполе ОНГКМ остаются и по сей

день проясненными не до конца [3, 4]. В частности, остается открытым вопрос о соотношении обводнения краевыми законтурными водами по так называемым «суперколлекторам» (сверхвысокопроницаемым интервалам поровых коллекторов) и обводнению подошвенной водой по системе макро- и микротрещин [5, 6].

Действительно, в присводовой зоне Центрального купола ОНГКМ, в окрестности первых исторически обводнившихся в III объекте разработки газовых скважин района УКПГ-2, в актуальных геолого-гидродинамических моделях по сию пору отсутствуют какие-либо нарушения. Значительные (с дебитами в первые десятки м³/сут) притоки воды в первых добывающих скважинах стали там наблюдаться, начиная с 1977 г., через год-два после пуска их в эксплуатацию, что резко противоречило актуальным на тот момент проектным документам. Через несколько лет после запуска стали интенсивно обводняться скважины во II объекте разработки, пробуренные в северо-западной части Центрального купола.

В то же самое время большая группа скважин, сконцентрированная в основном в восточной половине Центрального купола, давала на протяжении истории разработки умеренный и стабильный дебит по воде в первые единицы, от 1 до 5 м³/сут, вне зависимости от дренируемого объекта разработки.

Доли таких «проблемных» скважин составляют около трети всего эксплуатационного фонда, причем распределение их по площади весьма неравномерно.

Несмотря на целый ряд предшествующих исследований, принципиальный механизм вертикально-латерального обводнения, используемый в настоящее время газодобывающим предприятием, пока не имеет своей геологически обоснованной локализации и не может объяснить наблюдаемую на промысле группировку скважин с интенсивными и умеренными притоками пластовой воды.

Так, неопределенность в идентификации степени обводнения коллектора и локально защемленных объемов газа и выпавшего в пласте конденсата может сказаться весьма негативным образом в случае ненадлежащего выбора участка для реализации опытно-промышленных работ (включающих строительство уплотняющих скважин), по извлечению нетрадиционных запасов так называемой «матричной нефти» газовой части ОНГКМ, путем попеременной закачки в обрабатываемые интервалы растворителя и осушенного газа¹ [7].

¹ Сурначев Д.В., Скибицкая Н.А., Большаков М.Н., Богданович Т.И. Гидродинамическое обоснование технологии извлечения нефти и ретроградного конденсата в концентрациях ниже порога фильтрации из газонасыщенных нефтегазо-материнских карбонатных отложений нефтегазоконденсатных месторождений на поздних стадиях разработки на примере Вуктыльского НГКМ // Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности: Сб. трудов Всероссийской научной конференции с международным участием, посвященной 35-летию ИПНГ РАН. М.: Институт проблем нефти и газа РАН, 2022. С. 73–77.

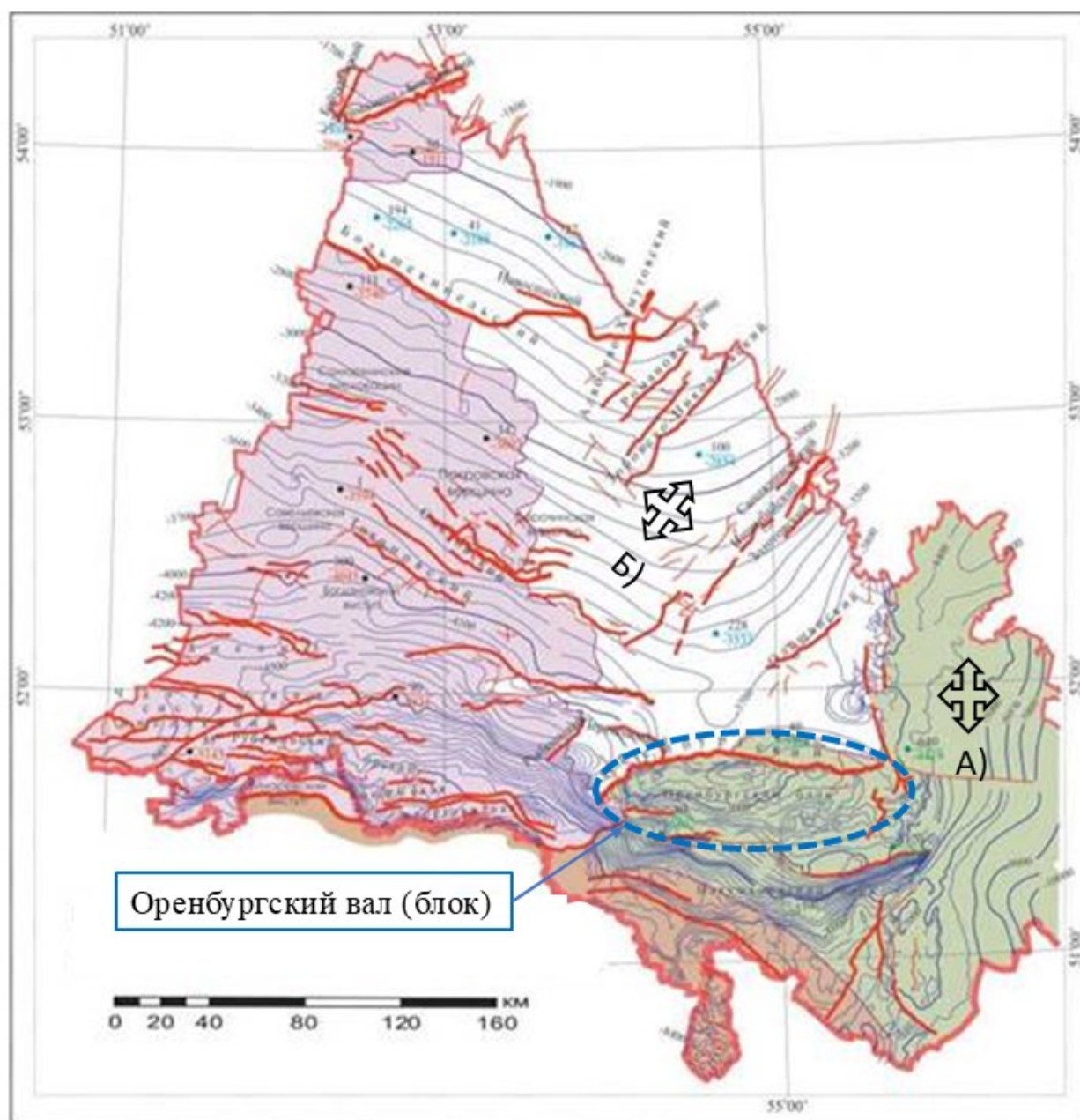
Геологические предпосылки водопроявлений, макроуровень

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение приурочено к Оренбургскому валу северного окончания Соль-Илецкого выступа кристаллического фундамента, к внешней бортовой зоне Прикаспийской впадины (синеклизы), в зоне сочленения Прикаспийской плиты с Русской плитой, а также с Предуральским прогибом (Уральским орогеном). Для обозначения этой неординарной в геологическом отношении площади в научный оборот был даже введен специальный термин «Оренбургский тектонический узел» [8].

На схемах и картах различного масштаба отчетливо выделяются две системы тектонических нарушений и связанных с ними тектонических структур разных порядков. Это нормальные (т. е. условно субширотно-меридиональные) и диагональные структуры (рис. 1).

Для традиционного представления геологического строения ОНГКМ характерно незначительное проявление тектонических разрывных нарушений, картируемых как в самом массиве Оренбургского вала, так и, преимущественно, на его северном крыле.

Существует точка зрения, что нормальные тектонические структуры связаны с более ранними тектоническими процессами рифей-вендского и ордовикского возраста, а диагональные структуры – с более поздними тектоническими процессами девонско-каменноугольного возраста или даже с альпийской эпохой тектоногенеза. Иллюстрацию этому утверждению дают карты и временной сейсмический профиль, представленные на рис. 2 и рис. 3.



Тектонические структуры: А) – нормальные; Б) – диагональные

Рис. 1. Сводная структурная карта по кровле додевонской поверхности в границах западной части Оренбургской области, на стыке разнонаправленных тектонических структур

Fig. 1. Summary structural map of the top of the pre-Devonian surface within the boundaries of the western part of the Orenburg Region, at the junction of multidirectional tectonic structures

Источник: адаптировано из [9]

Source: adapted from [9]

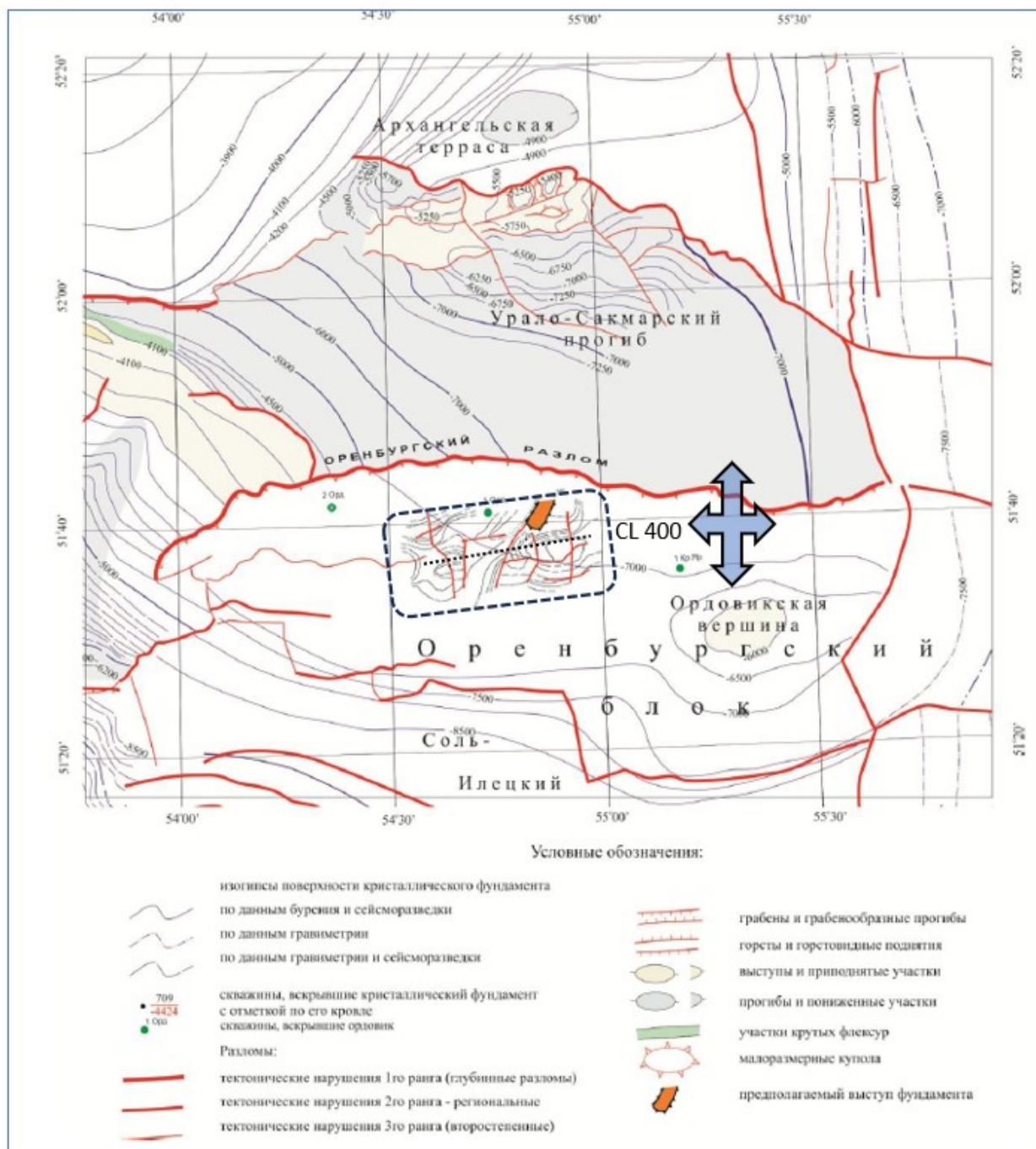


Рис. 2. Карта строения поверхности кристаллического фундамента в районе Оренбургского блока, с выделением области 3D сейсмических исследований на ОГКМ в районе скв. 1-Орд, и временного разреза 3D-куба CL 400

Fig. 2. The structure map of the surface of the crystalline basement in the area of the Orenburg block, highlighting the area of 3D seismic studies at the oil and gas condensate field in the zone of the 1-Ord well, and the time crossline of 3D cube CL 400

Источник: адаптировано из [10]

Source: adapted from [10]

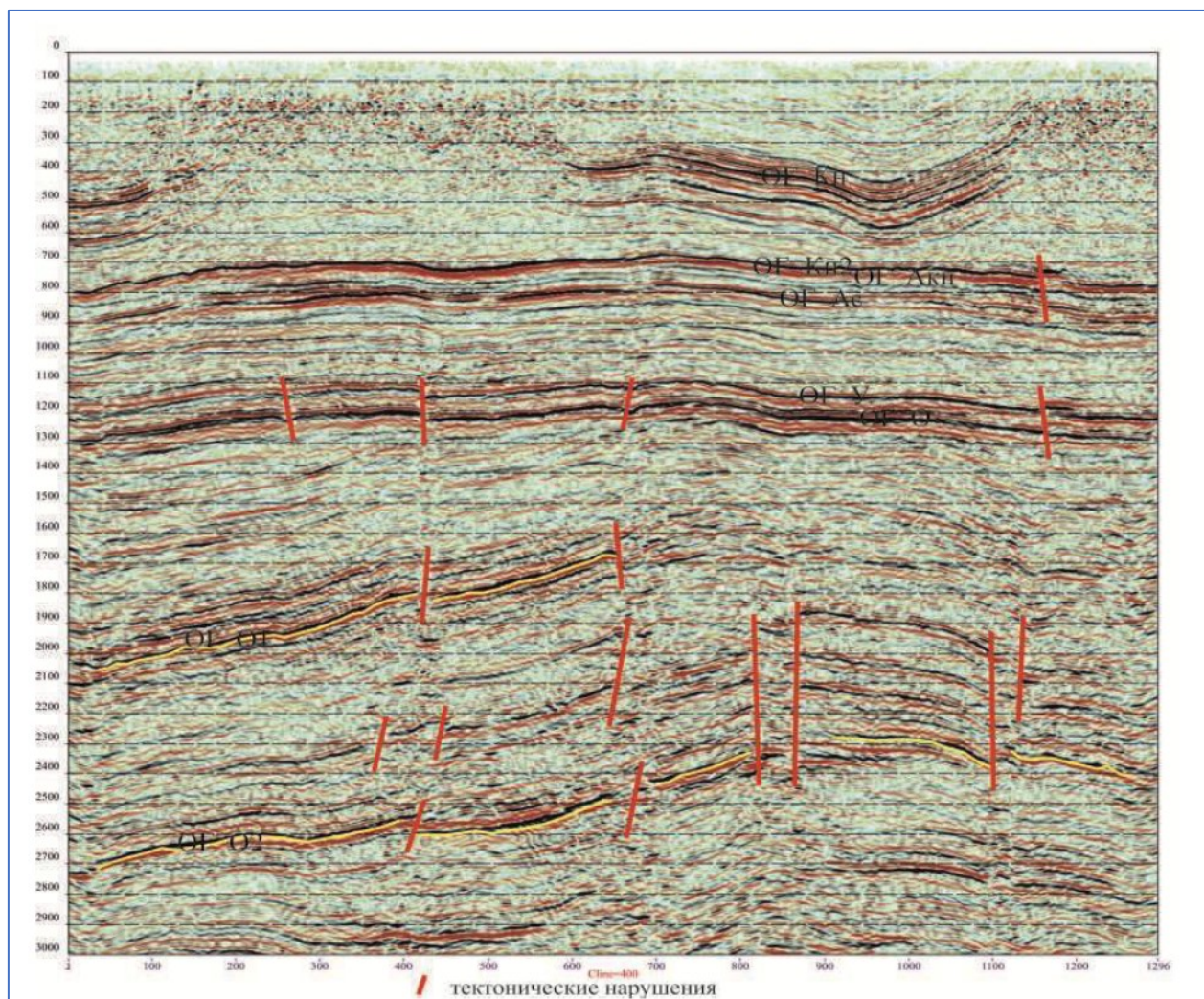


Рис. 3. Временной разрез CL 400 области 3D сейсмических исследований ОНГКМ

Fig. 3. Time crossline CL 400 of the oil and gas condensate field

Источник: [10] / Source: [10]

В районе ОНГКМ наиболее явно выделяются тектонические структуры ранних возрастов преимущественно нормального простираия. Эти нарушения с возрастом затихают в нижнепермских отложениях, являясь преимущественно мало- и неамплитудными, поэтому на структурных картах, построенных по материалам 2D и 3D сейсмических исследований, амплитудные нарушения нормального простираия отчетливо выделяются лишь в восточной части, ближе к зоне Предуральского прогиба

(рис. 4). Лишь одно субмеридиональное нарушение (типа «сброс») отделяет в актуальных структурных картах восточную часть ОНГКМ от Центрального купола.

В своде Центрального купола, вблизи самых высоких его стратиграфических отметок, в геологической модели, лежащей в основе проектно-технической документации, амплитудные нарушения классическим путем выделены не были, несмотря на локально высокие значения градиентов прослеживаемых горизонтов.

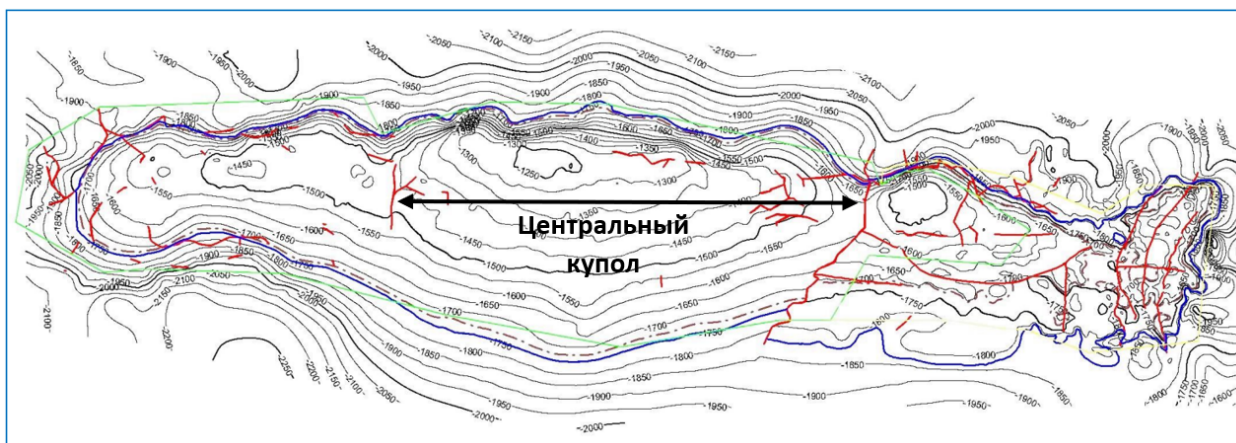


Рис. 4. Структурная карта по кровле основной залежи ОНГКМ

Fig. 4. Structural map of the top of the main deposit of the oil and gas condensate field

Источник: [11] / Source: [11]

Диагональный характер поздних нарушений иллюстрирует региональная структурная поверхность по кровле солей кунгурского яруса нижней Перми, охватывающая зону Оренбургского вала вокруг ОНГКМ, что приведена на рис. 5.

Следовательно, мы имеем право предположить, что диагональные гребни кровли пластичных солей (галитов), перекрывающих ОНГКМ ([13]), коррелируют с диагональными же зонами нарушений и/или зонами современных (сформировавшихся к началу разработки) напряженных состояний породы нижележащих более жестких сульфат-карбонатных отложений.

По мере накопления промысловых и геолого-геофизических данных на ОНГКМ, включая поглощения при бурении, водопроявления в добывающих скважинах и результаты промыслово-геофизических исследований, еще в начале 2000-х гг. в НПЦ «Тверьгеофизика» А.Ф. Боярчуком была сделана попытка обобщения этих данных для построения возможной системы нарушений Центрального купола ОНГКМ. По материалам [14], можно сделать выводы, что:

– практически весь Центральный купол ОНГКМ покрыт системой локальных нарушений как нормального, так и диагонального простирания;

– влияние наиболее согласованных по направлению локальных нарушений на разработку наблюдается в северо-западной части Центрального купола, вдоль поймы реки Урал, тесно коррелируя с глубоким Оренбургским разломом условно субширотного простирания, ограничивающим с севера Соль-Илецкий выступ;

– достаточно уверенная корреляция локальных нарушений наблюдается в центральной части Центрального купола, вдоль участков поймы реки Донгуз, южного притока реки Урал;

– в работе геологически обоснованная система нарушений данными исследованиями не выявлена.

Основываясь на анализе современных геодинамических процессов, а также известных к настоящему моменту дополнительных данных, попробуем сформулировать геологические причины (макроуровня) интенсивных водопроявлений в газовых скважинах ОНГКМ.

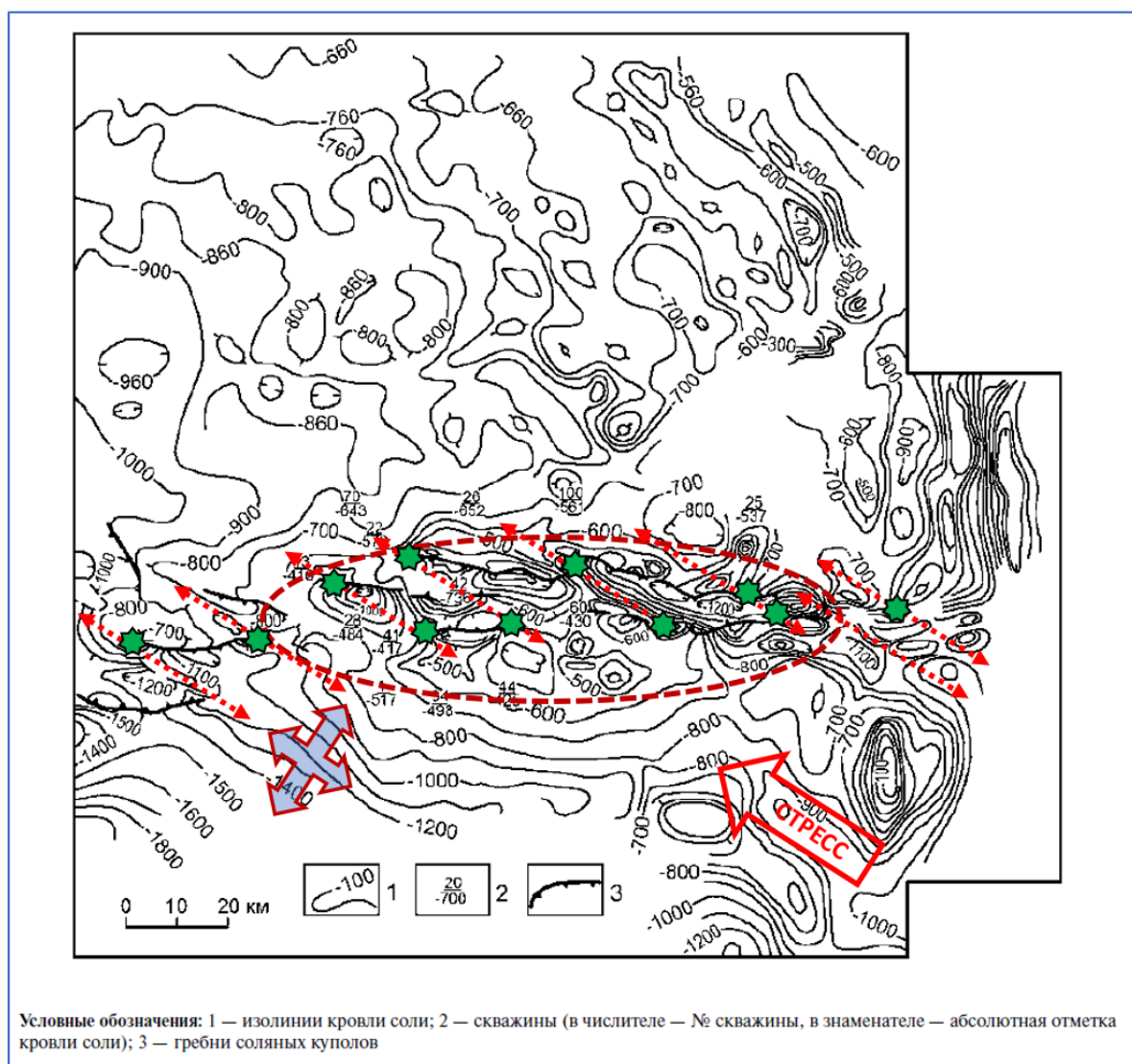


Рис. 5. Структурная карта по кровле кунгурской соли в районе Оренбургского блока, с выделенными диагональными нарушениями северо-западного простирания

Fig. 5. Structural map of the Kungur salt top in the Orenburg block area, with highlighted diagonal disturbances of the northwestern strike

Источник: адаптировано из [12]

Source: adapted from [12]

Многочисленными исследованиями как поверхностных, так и подземных технологических инцидентов было замечено, что наибольшая частота таких событий отмечается на стыке/пересечении проекций двух разнонаправленных систем нарушений, более раннего и более позднего геологического возраста.

К примеру, применительно к Западной Сибири это чаще всего системы более ранних доюрских и юрских нарушений северо-западного простирания и более поздних меловых нарушений северо-восточного простирания. Это наиболее ослабленные в механическом отношении локальные участки небольших размеров.

Далее по частоте следуют инциденты на (линейных) участках вдоль самых молодых (поздних) нарушений. И замыкают эту статистику по частоте инциденты вдоль системы самых старых (ранних) нарушений, что логично, с учетом самозалечивания нарушений с течением времени ([15], сборник материалов конференции²).

Если перенести данный подход на условия Оренбургского вала (блока), то при техногенном воздействии на геологический объект разработки:

– в первую очередь должны реагировать локальные зоны стыка (сочленения) нормальной и диагональной систем нарушений;

– во вторую очередь – линейные зоны диагональной (молодой) системы нарушений, безотносительно их реального геологического возраста;

– в последнюю очередь – зоны вдоль системы самых ранних нарушений нормального простирания.

Яркими представителями зон первого типа является область, примыкающая к части Урало-Сакмарского нарушения субширотного простирания (пойма реки Урал с местными северными притоками в северо-западной части Центрального купола), а также локальные участки пересечения двух систем нарушений, отслеживаемые по рельефу дневной поверхности и по резким изменениям направлений реки Донгуз с южными притоками в сводовой части Центрального купола. Было зафиксировано, что к этим зонам также тяготеет большинство сейсмических событий, сопровождавших процесс разработки ОНГКМ [16, 17] (рис. 6).

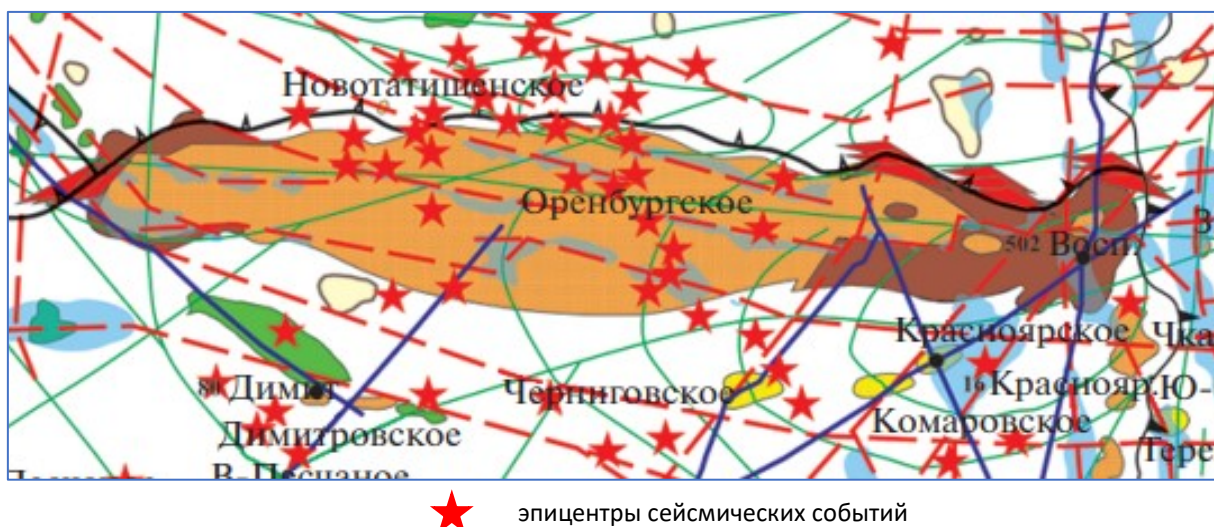


Рис. 6. Схема связи систем нарушений различного простирания в районе ОНГКМ с эпицентрами зафиксированных сейсмических событий

Fig. 6. Schematic diagram of relationship of disturbance systems of various strata in the oil and gas condensate field area with the epicenters of recorded seismic events

Источник: [17] / Source: [17]

² Современная геодинамика недр и эколого-промышленная безопасность объектов нефтегазового комплекса: Материалы Международной конференции. М.: ЗАО «Техинпресс», 2005. 196 с.

Анализируя рис. 5, можно также заметить, что локальными зонами пересечения двух разновозрастных систем нарушений являются окончания гребней соляных куполов (условно «северные стрелки» примыкают к Урало-Сакмарскому нарушению, условно «южные стрелки» размещаются практически по оси Оренбургского вала). Это место пересечения субширотной составляющей со сдвиговыми нарушениями вдоль плоскостей срыва отдельных блоков размером несколько километров в поперечнике. Именно эти ослабленные локальные участки должны быть с точки зрения геодинамики активизированы в первую очередь техногенными процессами, связанными с эксплуатацией месторождения.

Далее, следуя ряду авторов, под линеаментами будем понимать некоторые линейные или организованные элементы структуры земной поверхности, которые прямо или косвенно отражают особенности геологической структуры, в том числе глубинные разрывы и трещиноватость осадочного чехла и погребенного фундамента [18].

В этом случае в линеаменты попадают самые разнообразные геолого-геофизические объекты – разрывы и трещины, зоны повышенной концентрации деформаций, градиентные зоны геофизических полей, элементы структурно-вещественной неоднородности геологической среды.

По мнению ряда исследователей, геологическим прототипом линеаментов являются преимущественно неотектонические или унаследовано развивающиеся в новейшее время разрывы, флексурно-разрывные зоны, зоны повышенной трещиноватости и проницаемости литосферы (в том числе глубинного заложения) и т. п.

В геологической практике линеаменты, трассирующие зоны повышенной нарушен-

ности, деформированности или раздробленности земной коры, отражают подводящие каналы различных флюидов и растворов³.

В качестве иллюстрации такой связи уместно привести результаты дешифрования космических снимков Земли и полевой газохимической съемки в районе Абдрахмановской площади очень хорошо изученного Ромашкинского месторождения Волго-Уральской провинции (Республика Татарстан).

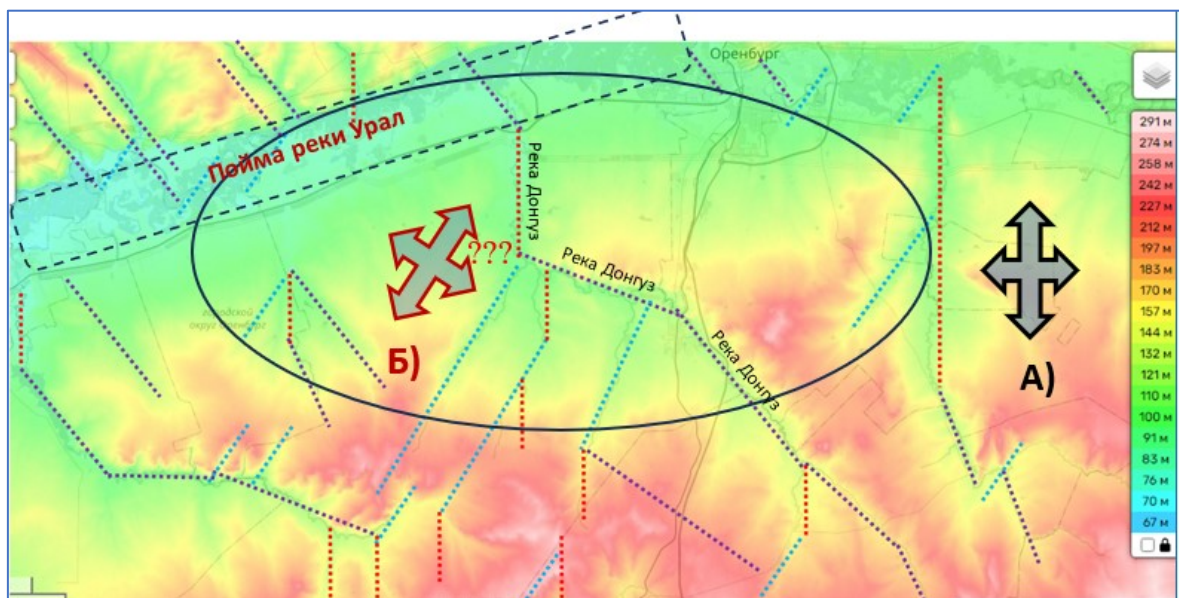
Здесь, «грабенообразным структурам поверхности фундамента соответствует подробность толщи осадочного чехла разрывными нарушениями. Последние простираются вплоть до дневной поверхности, служа каналами фильтрации глубинных газов, включая водород. Участки наибольшего сгущения линеаментов соответствуют зонам максимальной нарушенности массива пород. В этих зонах отмечено выраженное повышение интенсивности истечения водорода. Здесь же имеют место контрастно высокие отборы жидкости и закачки воды в продуктивные девонские отложения» [19].

Выскажем утверждение, что вне зависимости от варианта рисовки систем линеаментов района Оренбургского вала (на основе карты рельефа и гидросети, либо из иных соображений) Центральный купол ОНГКМ находится в месте стыка систем линеаментов различной ориентации (рис. 7а). Эти линеаменты коррелируют с текущим северо-западным направлением регионального стресса и с гребнеобразной тектоникой кровли кунгурских солей (см. рис. 5), а также с нарушениями девона и ордовика (см. рис. 2).

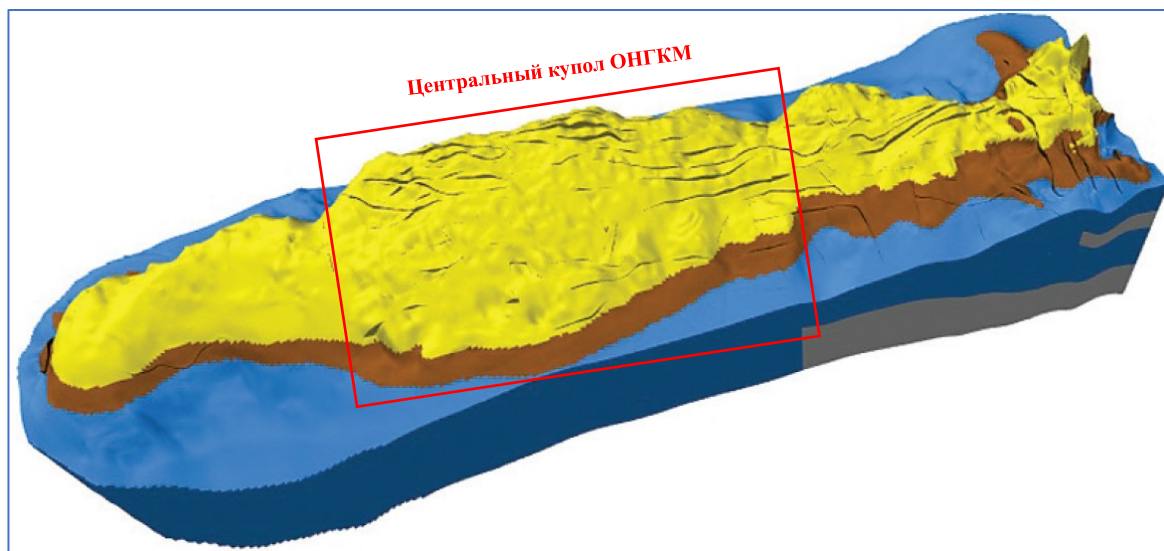
³ Корчуганова Н.И. Новейшая тектоника с основами современной геодинамики: Методическое руководство. М.: Геокарт, ГЕОС, 2007. 353 с.

Причем современное русло реки Урал с его северными притоками представляет собой иллюстрацию северной границы блоков вдоль Оренбургского разлома, вытянутых и сдвинутых друг относительно

друга с юго-востока на северо-запад (см. также выделенную по материалам 3D сейсмических исследований зону мало-амплитудных нарушений в северной части Центрального купола ОНГКМ на рис. 7б).



Тектонические структуры: А – нормальная; Б – диагональная
а/а



б/б

Рис. 7. Сопоставление системы линеаментов района Центрального купола ОНГКМ, выделенной по карте рельефа и гидросети (а), с системой нарушений по кровле основной залежи ОНГКМ, применяемое при последнем подсчете запасов (б)

Fig. 7. Comparison of the lineament system of the Central Dome area of the oil and gas condensate field, highlighted on the relief map and the hydrographic network (a), with the system of disturbances along the top of the main deposit of the oil and gas condensate field, used in the latest reserves estimation (b)

Источник: [20] / Source: [20]

В то же самое время современное русло впадающей с южного направления в Урал реки Донгуз с притоками демонстрирует поверхностные отклики нарушений над сводом Центрального купола, возникших при сдвиге блоков как бы «в обход Ордовикской вершины» с юго-западной стороны, по современному

направлению регионального стресса (см. рис. 2 и рис. 5). Эта точка зрения (наличие системы субпараллельных мелких сдвиговых нарушений) может быть проиллюстрирована геомеханическим аналогом из другого региона, со сходным направлением регионального стресса относительно оси структуры (рис. 8).

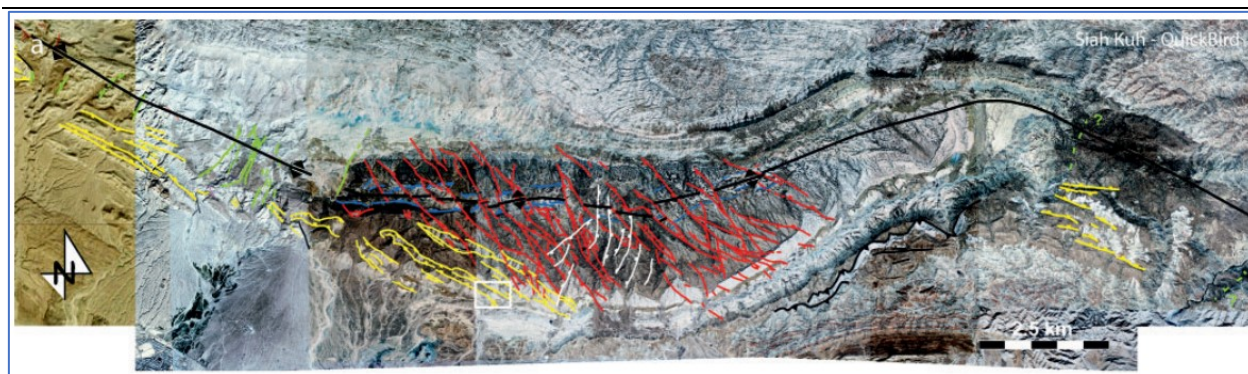


Рис. 8. Пример выделения сдвиговых деформаций по направлению регионального стресса на площади в горах Загрос, Республика Иран

Fig. 8. Example of the allocation of shear deformations in the direction of regional stress in an area in the Zagros Mountains, Republic of Iran

Источник: [21] / Source: [21]

На основе геомеханического анализа напряженных состояний горной породы был сделан вывод о том, что именно растягивающие усилия привели к формированию вертикальных и субвертикальных макро- и мегатрещин разуплотнения большой протяженности. Для сдвиговых деформаций характерно формирование так называемых «эшелонных» трещин отрыва (хрупкой деформации) в максимально напряженных зонах (термин «эшелонные» трещины характеризует геометрию взаимного расположения трещин относительно друг друга в трещиноватой системе, сформированной единым механизмом регионального стресса [21]). Именно поэтому к сводовой и присводовой частям купола приурочено большинство скважин, поглощавших буровой раствор в процессе

бурения [14]. Данный факт хорошо коррелируется с локализацией интенсивных водопроявлений в эксплуатационных газовых скважинах (рис. 9).

Таким образом, предыдущие исследования дают уверенное понимание геологических предпосылок формирования зон трещиноватости/разуплотнения в районе Центрального купола ОНГКМ, как путей ускоренной фильтрации подошвенной воды в процессе разработки залежи.

Некоторое представление о возможном геологическом строении и подробленности таких участков может дать рис. 10, как иллюстрация поверхностного отклика глубинных геодинамических процессов в зоне высокой плотности сейсмических событий (см. рис. 6).

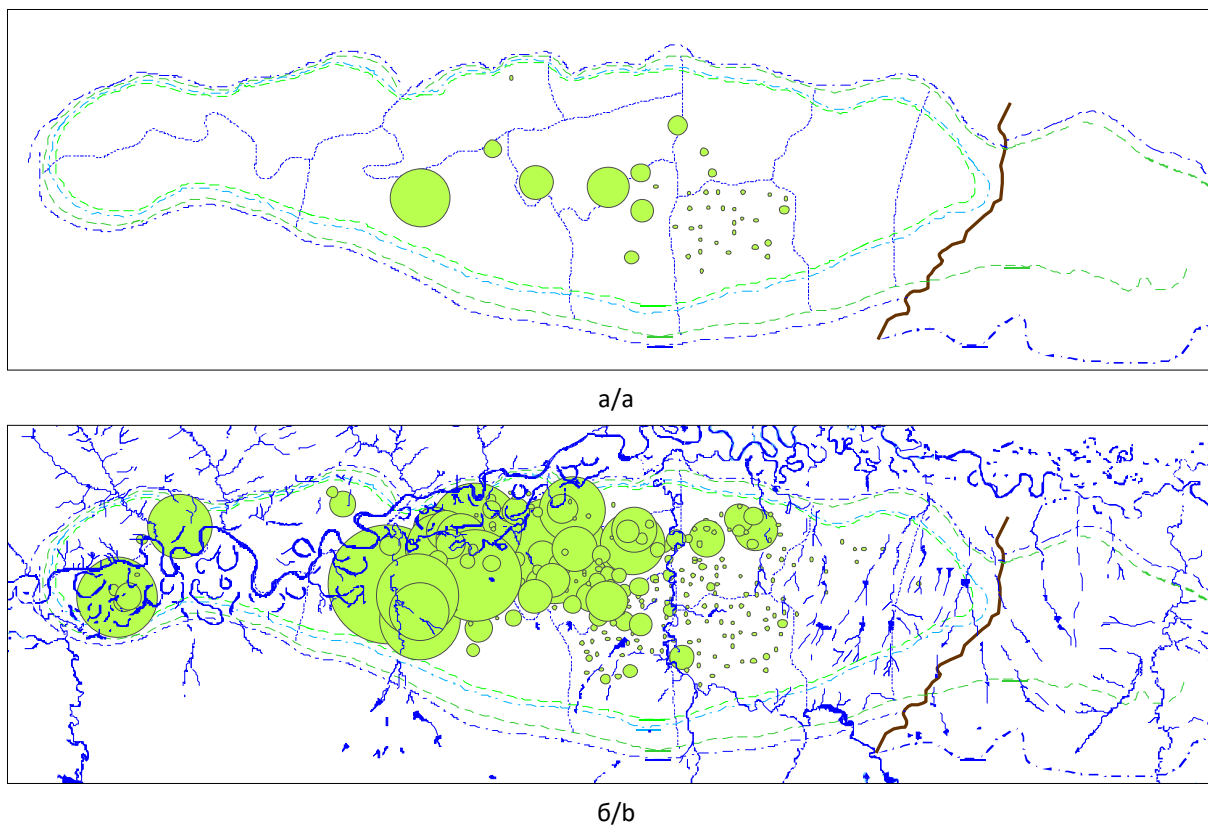


Рис. 9. Схемы водопроявлений в скважинах Центрального купола: через 1 год после пуска скважин (а) и более чем через 20 лет после пуска скважин, с привязкой к гидросети (б)

Fig. 9. Schematic diagrams of water occurrences in the wells of the Central Dome: 1 year after the well start-up (a), and more than 20 years after the well start-up, with reference to the hydrographic network (b)

Источник: по данным недропользователя и [22]

Source: according to mining asset data and [22]



Рис. 10. Пример строения обрывистых берегов реки Донгуз в районе Центрального купола ОНГКМ

Fig. 10. Example of the structure of the steep banks of the Donguz River in the area of the Central Dome of the oil and gas condensate field

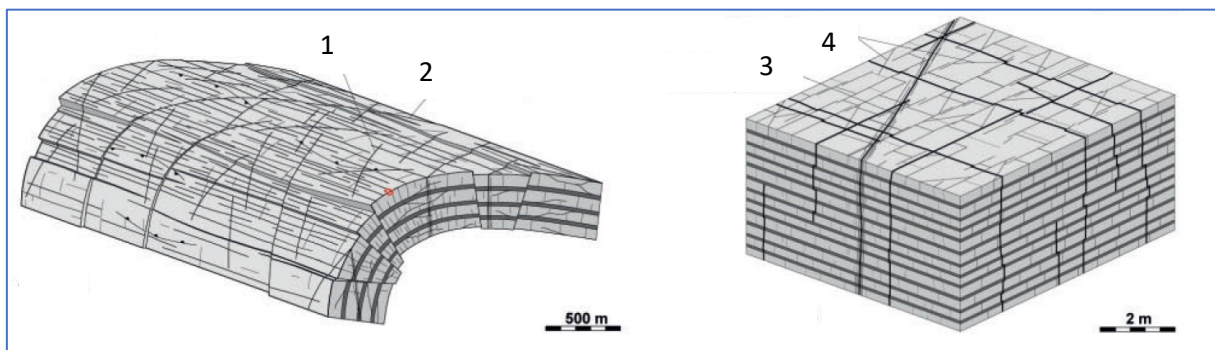
Источник: адаптировано из <https://fotokonkurs.ru/photo/121803> (дата обращения: 20.02.2025)

Source: adapted from <https://fotokonkurs.ru/photo/121803> (accessed 20 February 2025)

Однако остается невыясненным вопрос, почему исторически наблюдаемое водопроявление в газовых скважинах сосредоточено в основном на Центральном куполе, единичным образом проявлялось на Западном и совсем не наблюдалось в скважинах на Восточном куполе месторождения (см. рис. 9).

Геологические предпосылки водопроявлений, микроуровень

Традиционное представление на макро- и мезоуровне о строении порово-трещинного коллектора, включающего трещины складчатой области (в том числе так называемые «эшелонные» трещины), показано на рис. 11.



1 – сдвиговое нарушение типа выдавливания; 2 – сдвиговое нарушение типа погружения;
3 – зарождающееся сдвиговое нарушение; 4 – система косых нарушений

а/а

б/б

Рис. 11. Традиционное схематичное изображение малоамплитудных нарушений:

а – в масштабе 500 м; б – в масштабе 2 м

Fig. 11. Traditional schematic representation of low-amplitude disturbances:

а – on a scale of 500 m; б – on a scale of 2 m

Источник: адаптировано из [21]

Source: adapted from [21]

Исследования на микроуровне, проведенные группой авторов на так называемом цифровом керне с сохранением оцифрованной текстуры образца, наглядно иллюстрируют анизотропный, кинжальный, характер обводнения порово-трещинных коллекторов по разрезу (см. рис. 12) [23].

Здесь цветовая гамма иллюстрирует возможность прорыва воды при фильтрации по направлению трещины даже при незначительном обводнении прилегающих к трещине пор и каналов (в основном, вследствие прямоточной капиллярной пропитки в случае

гидрофильного коллектора). В случае же гидрофобного коллектора картинка кинжального проникновения воды получится еще более контрастной. Таким образом, исследования как на реальном, так и на цифровом керне динамики обводнения порово-трещинных карбонатных коллекторов диктуют необходимость (при построении гидродинамических моделей – ГДМ) использования известного механизма «двойной среды» с флюидообменом между матричными блоками и трещинами, иными словами, так называемой модели «двойной проницаемости».

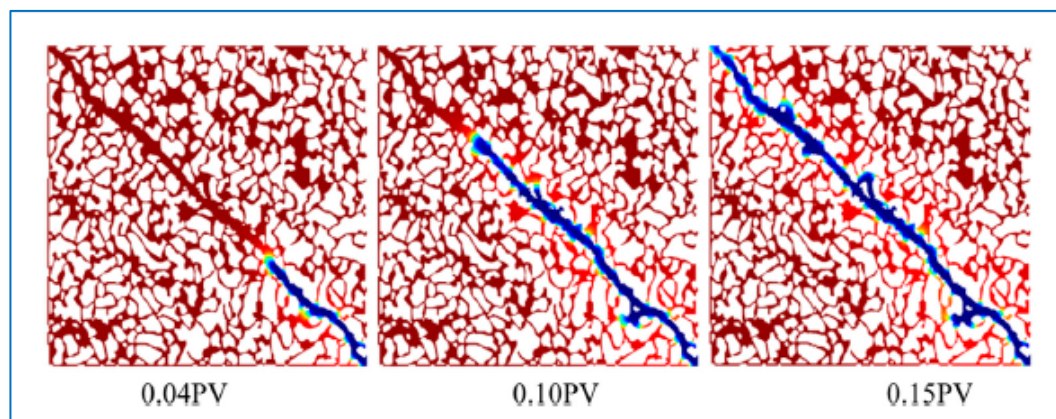


Рис. 12. Модели продвижения фронта воды по направлению трещины в зависимости от доли замещаемого водой порового объема PV в цифровом порово-трещинном коллекторе

Fig. 12. Models of the movement of the water front in the direction of the crack, depending on the proportion of the PV (pore volume) replaced by water in a digital pore-crack reservoir

Источник: [23] / Source: [23]

Действительно, на простейших принципиальных ГДМ такого типа (с характерными параметрами, присущими ОНГКМ), включающих как достаточно узкую зону самого субвертикального нарушения, так и окружающую его зону деструкции мощностью до 100 м, оказалось возможным воспроизвести характерную динамику интенсивного водопроявления газовой скважины со средним дебитом воды порядка 50–60 м³/сут спустя всего лишь год-полтора от пуска скважины в эксплуатацию, с последующим его «выполаживанием» либо более медленным монотонным ростом, в зависимости от активности подошвенного резервуара подстилающей залежь воды. Характерным при этом является картина, при которой подъем подошвенной воды к окрестности забоя газовой скважины в ГДМ отчетливо наблюдается в «трещинной» среде и практически не наблюдается в «матричной» среде.

Значительную роль в процессах водопроявления в газовых скважинах ОНГКМ также играет высокая степень битуминозности коллектора. Согласно исследованиям неэкстрагированных образ-

цов керна, битуминозность ОНГКМ (совокупность асфальтенов, спирто-бензольных смол и более легких хлороформбитумов) может составлять первые десятки процентов эффективного порового объема карбонатных пород, слагающих ее основную залежь [24]. Очевидным следствием высокой степени битуминозности является очень высокая водоудерживающая способность породы, особенно низкопоровых ее разновидностей, выявленная предыдущими исследованиями (пример представлен на рис. 13).

Ряд исследователей утверждают, что механизм, объясняющим высокую водоудерживающую способность пород с высоким содержанием битумоидов, являются чередующиеся тонкие адсорбционные слои высокомолекулярных соединений и воды, выстилающих стенки порового пространства [26]. Причем эта водоудерживающая способность есть следствие не только и не столько капиллярных сил, сколько физико-химического взаимодействия воды и высокомолекулярных соединений (прежде всего – тяжелых спиртобензольных смол и асфальтенов).

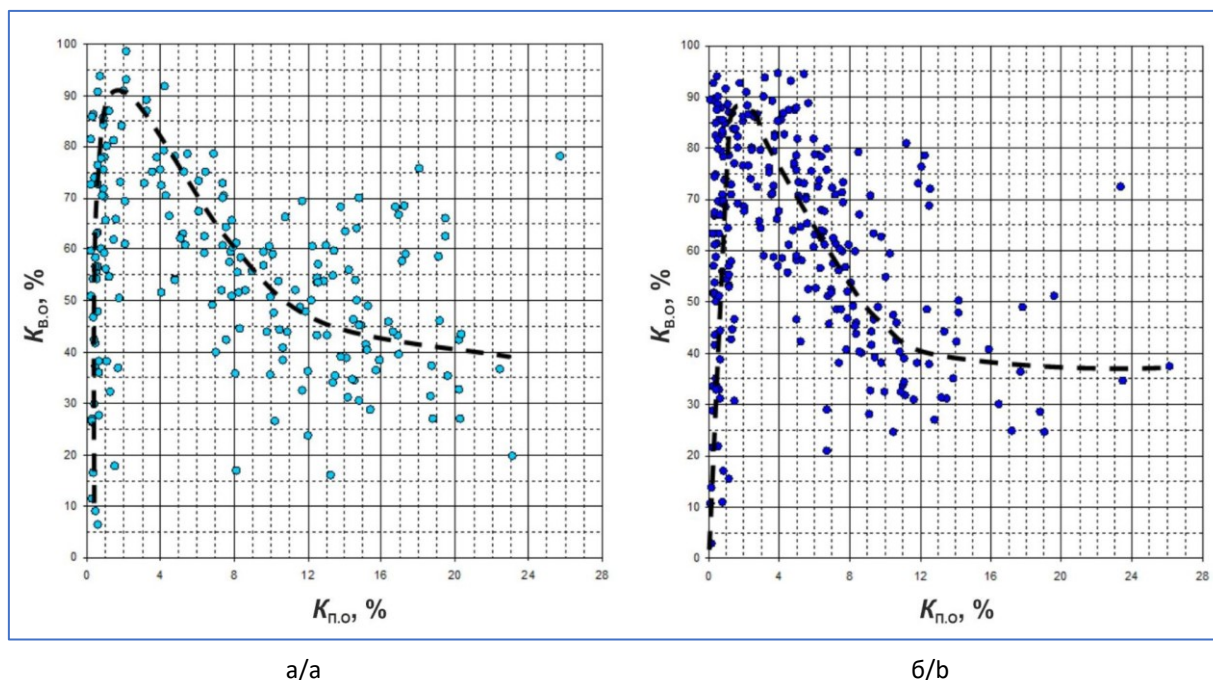


Рис. 13. Закономерность изменения значений коэффициентов остаточной водонасыщенности с ростом значений коэффициентов открытой пористости на основе результатов исследования образцов неэкстрагированного керна карбонатных отложений центральной части ОНГКМ:
а – артинский ярус P_{1ar}; б – сакмарский ярус P_{1sm}

Fig. 13. Pattern of changes in the values of residual water saturation coefficients with an increase in the values of open porosity coefficients based on the results of a study of samples of non-extracted core of carbonate deposits in the central part of the oil and gas condensate field:
а – Artinskian strata P_{1ar}; б – Sakmarian strata P_{1sm}

Источник: [25, с. 9] / Source: [25, p. 9]

При достаточной толщине слоя (пленки) адсорбционно-связанной нефти (от 1 мкм до 2–5 мкм) в зависимости от удаления от скелета породы исследователями выделяются три основных агрегатных состояния, существенно различающихся по свойствам – твердообразная часть слоя, часть слоя с коагуляционной структурой и участок слоя, переходный к жидкости в объеме. В многофазной многокомпонентной флюидальной системе коллектора НГКМ существует постоянная конкуренция в адсорбционном процессе между водой и углеводородами. Преимущество имеет тот компонент, который обладает большей энергией адсорбции по отношению к породе. Так, при исследовании керна

было установлено, что доли адсорбционно связанных нефти и воды для аналогичных карбонатных коллекторов Астраханского НГКМ составили 4,4% и 20,4%, Карачаганакского НГКМ – 6,9% и 19,2%, Усинского месторождения – 13% и 21,2% от объемов пор [27].

Логично предположить, что при интенсивном краткосрочном воздействии на горный массив взрывной волной разряжения/сжатия часть ранее связанной воды из тупиковых пор и адсорбционных пленок на скелете породы может оказаться в ином, условно-мобильном, состоянии – удерживаемой в преимущественно гидрофобном коллекторе лишь незначительными капиллярными силами.

Поэтому скважина, пробуренная в газонасыщенной зоне с измененными вследствие прохождения взрывной волны свойствами породы, может практически сразу дать невысокие (с дебитом порядка 1–5 м³/сут) и стабильные притоки воды даже в отсутствие вертикальных трещин и/или «суперколлекторов», соединяющих окрестность призабойной зоны с подошвенными либо законтурными водами.

Такую динамику водопроявлений оказалось возможным воспроизвести на простейших моделях типа «двойной проницаемости», с переводом к моменту начала добычи в условно-мобильное состояние 5–10% воды, изначально связанной в преимущественно водонасыщенной «трещинной» (низкопоровой) среде.

Технологические предпосылки водопроявлений в период до начала разработки

Исследуем вероятные технологические предпосылки, которые могли послужить триггером описываемых выше процессов

водопроявлений различной степени интенсивности в газовых скважинах ОНГКМ еще до начала его эксплуатации.

Известно, что перед началом промышленной разработки месторождения, в ходе обустройства ОНГКМ в 1971 и 1973 гг., в западной присводовой части Центрального купола были осуществлены два мощных подземных взрыва, суммарной мощностью 15 кт (объекты Е-2, или Сапфир-1/Дедуровка-1, и Е-3, или Сапфир-2/Дедуровка-2, см. рис. 14). Взрывы были осуществлены в толще нижнепермских кунгурских солей (галитов), перекрывающих основную залежь, на глубине порядка 1200–1400 м, для создания техногенных объектов – полостей, с целью хранения газового конденсата при повышенном давлении, облегчающего его дальнейшую транспортировку по системе трубопроводов потребителю. В результате процессов обводнения, обрушения и схлопывания созданных при взрывах полостей, данные объекты так и не были введены в эксплуатацию.



Рис. 14. Схема размещения геолого-технологических объектов Е-2,3 (или «Сапфир»-1,2) в районе Центрального купола ОНГКМ, 8–10 км южнее с. Дедуровка и 39–40 км юго-западнее г. Оренбурга

Fig. 14. Layout plan of geotechnological facilities E-2,3 (or “Sapphire”-1,2) in the area of the Central Dome of the oil and gas condensate field, 8–10 km south of Dedurovka Village and 39–40 km southwest of Orenburg

Источник: локация согласно справочным материалам: Ядерные взрывы в СССР. Мирное использование подземных ядерных взрывов- / Под ред. В.Н. Михайлова. М.: Минатом России, 1994. Вып. 4. 162 с.
Source: location according to the reference materials: Mikhailov V.N., ed. *Nuclear Explosions in the USSR. Peaceful Use of Underground Nuclear Explosions*. Moscow: Minatom of Russia, 1994. Vol. 4. 162 p. (In Russ.)

В результате вышеупомянутых взрывов и последующей за ними разрядки напряженного состояния горных пород в г. Оренбурге было зафиксировано сейсмическое событие магнитудой до 5 баллов. Опишем, какие изменения потенциально могли произойти при этих взрывах непосредственно в структуре пород, слагающих основную залежь в районе Центрального купола ОНГКМ.

Как известно, совместное действие прямой и отраженных волн от камуфлетного (т. е. подземного, без выхода на дневную поверхность) взрыва обеспечивает разделение твердого вещества на мелкие фрагменты. В основе лежит известное в теории и практике распространения ударных волн явление отражения фронта ударной волны от границы раздела сред с резко различающимися значениями плотностей (акустической жесткостью).

Поэтому, чем выше степень расчлененности массива горной породы, подвергаемой такому воздействию, т. е. чем больше по разрезу объекта выделяется границ с контрастом акустической жесткости, тем потенциально сильнее должно проявляться нарушение связности (сплошности) и возникновение блочности. Такой тип геологического разреза преобладает именно в западной половине Центрального купола ОНГКМ, с учетом значительной там степени ангидритизации интервалов неколлектора.

Следует остановиться на такой разновидности неупругих деформаций, как дилатансия (процесс нелинейного увеличения объема деформируемого тела в процессе его сжатия). Это явление имеет практическое значение для формирования фильтрационно-емкостных свойств в хрупких горных породах (например,

ангидритах, формирующих так называемые «разделы» между выделяемыми объектами разработки ОНГКМ), заведомо далеких по свойствам от «нормальных» карбонатных коллекторов.

Кроме того, из общих соображений механики сплошной среды следует, что при условии превышения давления флюидов, насыщающих трещины, бокового (или «реактивного горного») давления, поддерживать свою раскрытость могут лишь трещины вертикальной или близкой к таковой ориентации, в плоскости, параллельной плоскости действия главной сжимающей нагрузки, а остальные трещины полагаются сомкнутыми. Явление дилатансии также должно сопровождаться локальным кратковременным понижением пластового давления, до завершения перехода системы в новое равновесное состояние путем перераспределения в пространстве части флюидальной системы [28, с. 157–165].

При исследовании влияния взрывов большой мощности на трещиноватость было отмечено, что при этом формируются следующие зоны:

1) Зона интенсивной трещиноватости – характеризуется появлением новых трещин по естественным микротрещинам, текстурным элементам горных пород и зонам механических ослаблений. Особенно интенсивно проявляется трещиноватость пород вдоль плоскостей тектонических трещин, совпадающих с радиальными и тангенциальными направлениями относительно центра взрыва. По радиальным направлениям образуются сколы, по концентрическим – разрывы. Коэффициент проницаемости породы увеличивается до 1000 раз, причем наибольшее увеличение отличается по латерали (по простиранию пород).

2) Зона блоковой трещиноватости (зона подновленных трещин) – имеет симметричную форму, в основном повторяющую зону интенсивной трещиноватости. Наибольшую мощность зона имеет по простиранию и по восстанию пород, наименьшую – ниже полости и по падению пород. Конфигурация зоны существенно изменяется в сторону увеличения размеров при пересечении с тектоническими нарушениями, причем разрушенность массива происходит за счет раскрытия существующих трещин. Наиболее интенсивная трещиноватость при этом связана, как правило, с откольными явлениями при прохождении взрывных волн через породы с резкой сменой прочностных свойств (с различной акустической жесткостью), зоны расщепления и приконтактные участки (зоны естественной деструкции) [29, 30]. Коэффициент проницаемости в этих зонах может достигать величины 10 Дарси.

Вклад автора

Д.В. Сурначёв – концепция, сбор данных, математическое моделирование, подготовка и редактирование текста.

Конфликт интересов

Автор является научным редактором журнала «Актуальные проблемы нефти и газа».

Список источников

1. Закиров С.Н., Баишев В.З., Колomoец В.И., Поваренко О.А. Расчетные модели применительно к месторождению типа Оренбургского. М.: ВНИИЭгазпром, 1981. 46 с.
2. Перепеличенко В.Ф., Багринцева К.И., Максимов С.П. и др. О разработке Оренбургского газоконденсатнонефтяного месторождения // Геология нефти и газа. 1987. № 9. С. 44–50.
3. Савинков А.В. Изучение влияния особенностей геологического строения на процессы отработки и обводнения крупных сложнопостроенных залежей: на примере Оренбургского газоконденсатного месторождения: Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 1988. 18 с.

Выводы

Особенностями региональной геологии и соображениями геомеханики в сочетании с механикой землетрясений оказалось возможным объяснить причину и механизм обводнения различной интенсивности газовых скважин ОНГКМ и их локализацию в пределах Центрального купола ОНГКМ. Эффект так называемых «суперколлекторов» (с преобладанием вертикальной проводимости трещинного типа либо с преобладанием латеральной проводимости вдоль плоскостей срыва, сопровождающих акустически жесткую границу) в подсолевых сульфат-карбонатных отложениях Центрального купола ОНГКМ проявился, как следствие мощного техногенного воздействия на горную породу (триггером послужили взрывы большой мощности в мирных целях Сапфир-1 и Сапфир-2 с целью создания конденсаторохранилища). Полученные знания обеспечивают построение набора принципиальных гидродинамических моделей, адекватно воспроизводящих динамику и амплитуду водопроявлений в газовых скважинах различных участков ОНГКМ.

4. Карцева В.П., Марьенко Н.Н., Резванов Р.А. О моделях и механизме обводнения Оренбургского газоконденсатного месторождения // Геология нефти и газа. 1989. № 7. С. 31–38.
5. Башиев В.З., Кузнецова М.А., Левина Н.А., Вологин И.С. Особенности отработки продуктивного разреза основной газоконденсатной залежи Оренбургского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2007. № 6. С. 10–15.
6. Шиян С.И., Шаблий И.И. Обоснование проведения реконструкции обводненного фонда скважин на примере основной залежи Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2024. № 2(374). С. 42–55.
7. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Гафаров Н.А. и др. Ресурсный потенциал газовой части Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения на поздних стадиях разработки // Актуальные проблемы нефти и газа. 2021. Вып. 3(34). С. 35–48. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3>
8. Антипов М.П., Быкадоров В.П., Волож Ю.А. и др. Оренбургский тектонический узел: геологическое строение и нефтегазоносность. М.: Научный мир, 2013. 261 с.
9. Деникевич И.А. Основные этапы истории геотектонического развития в фанерозое юго-восточной окраины Волго-Уральской антеклизы // Геология и разработка нефтяных и газовых месторождений Оренбургской области: Сб. научных трудов / Под ред. А.С. Пантелеева, Н.Ф. Козлова. Оренбург: Оренбургское книжное издательство, 1998. Вып. 1. С. 95–102.
10. Нестеренко М.Ю., Соколов А.Г. Уточнение строения фундамента в пределах Соль-Илецкого выступа // Бюллетень Оренбургского научного центра УрО РАН. 2014. № 4. С. 10. URL: <http://www.elmag.uran.ru:9673/magazine/Numbers/2014-4/Articles/Nesterenko-Sokolov-2014-4.pdf> (дата обращения: 20.02.2025).
11. Трифонова М.П. Трехмерное геологическое моделирование сложнопостроенных уникальных длительно разрабатываемых месторождений УВС (на примере Оренбургского НГКМ): Автореф. дис. ... канд. геол.-минерал. наук. М., 2012. 28 с.
12. Светлакова А.Н. Системы разломов земной коры на востоке Восточно-Европейской платформы и их связь с нефтегазоносностью региона. Уфа: Институт геологии УНЦ РАН, 1993. 148 с.
13. Светлакова А.Н. Модели соляной тектоники в бортовых зонах солеродных бассейнов на примере западного борта Предуралья прогиба // Геологический сборник № 9. Юбилейный выпуск. Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2010. С. 129–135.
14. Боярчук А.Ф. Изучение фильтрационной неоднородности трещиноватых карбонатных коллекторов по комплексу геолого-геофизических данных // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2000. № 7. С. 23–30.
15. Кузьмин Ю.О., Жуков В.С. Современная геодинамика и вариации физических свойств горных пород. М.: Изд-во Московского государственного горного университета, 2004. 262 с.
16. Нестеренко М.Ю., Нестеренко Ю.М., Соколов А.Г. Геодинамические процессы в разрабатываемых месторождениях углеводородов (на примере Южного Предуралья). Екатеринбург: Оренбургский научный центр УрО РАН, 2015. 186 с.
17. Данилова Е.А. Радиально-концентрические структуры в фундаменте древней платформы и условия возникновения очагов генерации углеводородов: реконструкция

по сейсмоструктурным данным // Геотектоника. 2022. № 3. С. 36–49. <https://doi.org/10.31857/S0016853X22030043>

18. Афанасьева Н.С., Башилов В.И., Брюханов В.Н. и др. Космогеология СССР. М.: Недра, 1987. 240 с.

19. Хисамов Р.С., Файзуллин И.Н., Шарафутдинов В.Ф. и др. Геологическое строение Абдрахмановской площади по данным дистанционных космических методов и полевой эманационной съемки // Нефтяное хозяйство. 2004. № 7. С. 40–43.

20. Поляков Е.Е., Фёдорова Е.А., Стрекозин В.В. и др. Прикладные и научные решения, примененные при подсчете запасов углеводородов в терригенных и карбонатных коллекторах базовых месторождений ПАО «Газпром» // Вести газовой науки. 2018. № 3(35). С. 224–236.

21. Casini G., Gillespie P.A., Vergés J. et al. Sub-seismic fractures in foreland fold and thrust belts: insight from the Lurestan Province, Zagros Mountains, Iran // Petroleum Geoscience. 2011. Vol. 17, No. 3. P. 263–282. <https://doi.org/10.1144/1354-079310-043>

22. Левина Н.А., Вологин И.С. Организация и функциональность базы данных геолого-промысловой информации в научном и проектном сопровождении разработки Оренбургского месторождения // Нефтепромысловое дело. 2008. № 11. С. 20–24.

23. Jia P., Guo H., Wang Y., Peng C. et al. COMSOL-based investigation of the characteristics of microscopic water flooding and residual oil distribution in carbonate reservoirs // Frontiers in Earth Science 2022. Vol. 10. P. 1016941. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.1016941>

24. Дмитриевский А.Н., Скибицкая Н.А., Политыкина М.А., Карнаухов С.М. Битумоиды Оренбургского месторождения – нетрадиционный источник углеводородного сырья // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2005. № 6. С. 33–36.

25. Скибицкая Н.А., Бурханова И.О., Большаков М.Н. и др. Методика построения трехмерной геологической модели эффективной пористости Вуктыльского месторождения // Актуальные проблемы нефти и газа. 2022. Вып. 2(37). С. 3–16. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1>

26. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Адсорбционно-связанная нефть газоконденсатных месторождений // Геология и геофизика. 2016. Т. 57, № 6. С. 1213–1224. <https://doi.org/10.15372/GiG20160608>

27. Михайлов Н.Н., Ермилов О.М., Сечина Л.С. Физико-химические особенности адсорбционно-связанной нефти в образцах керна газоконденсатных месторождений // Доклады Академии наук. 2016. Т. 466, № 3. С. 319–323. <https://doi.org/10.7868/S0869565216030233>

28. Касахара К. Механика землетрясений / Пер. с англ. М.Э. Шаскольской; под ред. В.Н. Николаевского. М.: Мир, 1985. 264 с.

29. Адушкин В.В., А.А. Спивак А.А. Изменение свойств горных пород и массивов при подземных ядерных взрывах // Физика горения и взрыва. 2004. Т. 40, № 6. С. 15–26.

30. Спивак А.А., Перов Н.В., Машиковцев И.Л., Саумитра Нараян Деб. Перспективы и возможности применения подземных ядерных взрывов в геотехнологии // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2004. № 2(9). С. 113–124.

Информация об авторе

Дмитрий Владимирович Сурначёв – к.ф.-м.н., старший научный сотрудник, Институт проблем нефти и газа РАН, Москва, Россия; SPIN-код: 7323-9385, <https://orcid.org/0009-0001-8257-4272>; e-mail: d_surnachev@mail.ru

Поступила в редакцию 23.12.2024

Принята к публикации 31.01.2025

NEW METHODS AND TECHNOLOGIES OF STUDYING THE GEOLOGICAL ENVIRONMENT OF OIL AND GAS BASINS

Original article

<https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.02>

Geological and technological prerequisites for mass water occurrence in gas wells of the Orenburg oil and gas condensate field

Dmitry V. Surnachev ✉

Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, 3 Gubkina St., Moscow, 119333, Russia

Abstract. *Background.* In the absence of a geologically sound mechanism for the introduction of water into a gas reservoir and a confident a priori localization of potential flood zones, the adaptation of hydrodynamic models has to be carried out based only on borehole data, which entails a high degree of uncertainty, and therefore high prognostic risks. *Objective.* Reduction of prognostic risks when choosing a pilot production site to increase the component recovery of a field (including by extracting the “matrix” oil of its gas part). *Materials and methods.* Analysis of the geological and technological prerequisites for massive premature (compared with early design documents) water occurrence in gas wells of the Orenburg oil and gas condensate field from the perspective of modern geodynamic processes developing in a carbonate reservoir with a high degree of bituminosity, principle hydrodynamic modeling. *Results.* Understanding the geological diversity of the mechanisms leading to water occurrences in the gas wells of the Orenburg oil and gas condensate field makes it possible to create a set of fundamental hydrodynamic models for various reservoir sites. This reduces the uncertainty in the identification of remaining locally trapped gas volumes and the level of risk in the event of an improper selection of a site pilot production for increasing the component recovery. *Conclusions.* It is assumed that various mechanisms of well flooding were triggered by the attempts to create a gas condensate storage by an explosive method on the eve of development, at the stage of oil and gas condensate field development, in the Kungur salts of the caprock of the Central Dome.

Keywords: oil and gas condensate field, gas wells, component recovery, water occurrence, tectonic disturbance systems, fracture zones, bituminous rocks, residual water saturation

Funding: the work was funded by the Ministry of Science and Higher Education of the Russian Federation (State Assignment No. 125020501405-1).

For citation: Surnachev D.V. Geological and technological prerequisites for mass water occurrence in gas wells of the Orenburg oil and gas condensate field. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2025. Vol. 16, No. 1. P. 50–75. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2025.02>

✉ Dmitry V. Surnachev, d_surnachev@mail.ru

© Surnachev D.V., 2025



The content is available under Creative Commons Attribution 4.0 License.

Author contributions

Dmitry V. Surnachev – idea, data collection, mathematical modeling, text preparation and editing.

Conflict of interests

The author is the Scientific Editor of the journal *Actual Problems of Oil and Gas*.

References

1. Zakirov S.N., Baishev V.Z., Kolomoyets V.I., Povarenko O.A. *Calculation Models Applied to a Field Similar to the Orenburg Field*. Moscow: VNIIEgazprom, 1981. 46 p. (In Russ.).
2. Perepelichenko V.F., Bagrintseva K.I., Maksimov S.P. et al. About development of the Orenburg gascondensate-oilfield. *Geologiya nefi i gaza*. 1987. No. 9. P. 44–50. (In Russ.).
3. Savinkov A.V. Study of the influence of the geological structure features on the processes of development and watering of large complex deposits: case study of the Orenburg gas condensate field. Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 1988. 18 p. (In Russ.).
4. Kartseva V.P., Marienko N.N., Rezmanov R.A. About the models and mechanism for water encroachment of Orenburg gas-condensate pools. *Geologiya nefi i gaza*. 1989. No. 7. P. 31–38. (In Russ.).
5. Baishev V.Z., Kuznetsova M.A., Levina N.A., Vologin I.S. Features of development of the productive section of the main gas condensate deposit of the Orenburg field. *Oilfield Engineering*. 2007. No. 6. P. 10–15. (In Russ.).
6. Shiyan S.I., Shabliy I.I. Substantiation of reconstruction of watered fund of wells using the example of the main deposit of the Orenburg oil and gas condensate field. *Construction of Oil and Gas Wells on Land and at Sea*. 2024. No. 2(374). P. 42–55. (In Russ.).
7. Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Gafarov N.A. et al. Resource potential of gas-saturated part of the Orenburg oil and gas condensate field at the final stages of development. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2021. No. 3(34). P. 35–48. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2021-34.art3>
8. Antipov M.P., Bykadorov V.P., Volozh Yu.A. et al. *The Orenburg Tectonic Knot: Geological Structure and Oil and Gas Content*. Moscow: Nauchnyi mir, 2013. 261 p. (In Russ.).
9. Dentskevich I.A. Main stages of the history of geotectonic development in the Phanerozoic of the southeastern fringe of the Volga-Ural anteclise. In: Panteleev A.S., Kozlov N.F., eds. *Geology and Development of the Oil and Gas Fields of the Orenburg Region: Collected Papers*. Orenburg: Orenburgskoe knizhnoe izdatel'stvo, 1998. Vol. 1. P. 95–102. (In Russ.).
10. Nesterenko M.Yu., Sokolov A.G. Clarification of the structure of the foundation within the Sol-Iletsk ledge. *Bulleten' Orenburgskogo nauchnogo tsentra UrO RAN*. 2014. No. 4. P. 10. (In Russ.). URL: <http://www.elmag.uran.ru:9673/magazine/Numbers/2014-4/Articles/Nesterenko-Sokolov-2014-4.pdf> (accessed 20 February 2025).
11. Trifonova M.P. Three-dimensional geological modelling of complexly constructed unique long-term developed fields of hydrocarbons (case study of the Orenburg oil and gas condensate field). Cand. Sci. diss. abstr. Moscow, 2012. 28 p. (In Russ.).
12. Svetlakova A.N. *Crustal Fault Systems in the East of the East European Platform and their Relation to Oil and Gas Content of the Region*. Ufa: Institute of Geology of the USC RAS, 1993. 148 p. (In Russ.).

13. Svetlakova A.N. Models of salt tectonics in the lateral zones of salt basins on the example of the western side of the Pre-Ural trough. In: *Geologicheskiiy sbornik*. No. 9. Anniversary Issue. Ufa: DesignPolygraphService, 2010. P. 129–135. (In Russ.).
14. Boyarchuk A.F. Study of filtration heterogeneity of fractured carbonate reservoirs using a set of geological and geophysical data. *Geology, Geophysics and Development of Oil and Gas Fields*. 2000. No. 7. P. 23–30. (In Russ.).
15. Kuzmin Yu.O., Zhukov V.O. *Recent Geodynamics and Physical Properties Variations of Rocks*. Moscow: Moscow State Mining University, 2004. 262 p. (In Russ.).
16. Nesterenko M.Yu., Nesterenko Yu.M., Sokolov A.G. *Geodynamic Processes in Developed Hydrocarbon Fields (Case Study of the Southern Urals)*. Yekaterinburg: Orenburg Scientific Center of the Ural Branch of the RAS, 2015. 186 p. (In Russ.).
17. Danilova E.A. Radial–concentric structures in the basement of an ancient craton and formation conditions of hydrocarbon kitchens: reconstruction from seismotectonic data. *Geotectonics*. 2022. Vol. 56, No. 3. P. 294–305. <https://doi.org/10.1134/s0016852122030049>
18. Afanasyeva N.S., Bashilov V.I., Brukhanov V.N. et al. *Cosmogeology of the USSR*. Moscow: Nedra, 1987. 240 p. (In Russ.).
19. Khisamov R.S., Fajzullin I.N., Sharafutdinov V.F. et al. Abdrakhmanovskaya area geological structure according to remote space methods data and field emanation survey. *Neftyanoe khozyaystvo – Oil Industry*. 2004. No. 7. P. 40–43. (In Russ.).
20. Polyakov E.E., Fedorova E.A., Strekozin V.V. et al. Applied and scientific solutions, used for calculation of hydrocarbon reserves in terrigenous and carbonate reservoirs of basic Gazprom PJSC fields. *Vesti gazovoy nauki*. 2018. No. 3(35). P. 224–236. (In Russ.).
21. Casini G., Gillespie P.A., Vergés J. et al. Sub-seismic fractures in foreland fold and thrust belts: insight from the Lurestan Province, Zagros Mountains, Iran. *Petroleum Geoscience*. 2011. Vol. 17, No. 3. P. 263–282. <https://doi.org/10.1144/1354-079310-043>
22. Levina N.A., Vologin I.S. Organization and functionality of the geological and field information database in scientific and project supervision of the development of the Orenburg field. *Oilfield Engineering*. 2008. No. 11. P. 20–24. (In Russ.).
23. Jia P., Guo H., Wang Y., Peng C. et al. COMSOL-based investigation of the characteristics of microscopic water flooding and residual oil distribution in carbonate reservoirs. *Frontiers in Earth Science*. 2022. Vol. 10. P. 1016941. <https://doi.org/10.3389/feart.2022.1016941>
24. Dmitrievsky A.N., Skibitskaya N.A., Politykina M.A., Karnaukhov S.M. Orenburg field bitumoids – non-traditional source of hydrocarbon raw. *Environmental Protection in Oil and Gas Complex*. 2005. No. 6. P. 33–36. (In Russ.).
25. Skibitskaya N.A., Burkhanova I.O., Bolshakov M.N. et al. The method of creating three-dimensional geological model of effective porosity of the Vuktyl field. *Actual Problems of Oil and Gas*. 2022. No. 2(37). P. 3–16. (In Russ.). <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2022-37.art1>
26. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Adsorbed oil of gas condensate fields. *Russian Geology and Geophysics*. 2016. Vol. 57, No. 6. P. 958–966. <https://doi.org/10.1016/j.rgg.2015.01.027>
27. Mikhailov N.N., Ermilov O.M., Sechina L.S. Physicochemical peculiarities of absorbed oil in core samples of gas condensate deposit. *Doklady Earth Sciences*. 2016. Vol. 466, No. 1. P. 24–27. <https://doi.org/10.1134/S1028334X16010232>

28. Kasahara K. *Earthquake Mechanics*. Cambridge: Cambridge University Press, 1981. 248 p.
29. Adushkin V.V., Spivak A.A. Changes in properties of rock massifs due to underground nuclear explosions. *Combustion, Explosion, and Shock Waves*. 2004. Vol. 40, No. 6. P. 624–634. <https://doi.org/10.1023/B:CESW.0000048263.34894.58>
30. Spivak A.A., Perov N.V., Mashkovtsev I.L., Saumitra Narayan Deb. Prospects and opportunities of underground nuclear explosions application in geotechnology. *RUDN Journal of Engineering Research*. 2004. No. 2(9). P. 113–124. (In Russ.).

Information about the author

Dmitry V. Surnachev – Cand. Sci. (Phys.-Math.), Senior Researcher, Oil and Gas Research Institute, Russian Academy of Sciences, Moscow, Russia; <https://orcid.org/0009-0001-8257-4272>; e-mail: d_surnachev@mail.ru

Received 23 December 2024

Accepted 31 January 2025