

Халисмамов И.Х., Махмудов Н.Н., Закиров Р.Т., Шомуродов Ш.Э., Исанова Р.Р.

Ташкентский государственный технический университет им. Исмола Каримова, Ташкент, Республика Узбекистан, xalismatov.irmuxamad@mail.ru, Nazrullo1966@mail.ru, r.t_zakirov@mail.ru, Shomurodovshohboz@mail.ru, rakhima.isanova@gmail.com

ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА КОЭФФИЦИЕНТ КОНЕЧНОЙ ГАЗООТДАЧИ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВОСТОЧНЫЙ БЕРДАХ-УЧСАЙ

В зависимости от особенностей геологических, гидрогеологических и технико-экономических условий разработки газовых и газоконденсатных месторождений Устюртского нефтегазоносного региона конечная газоотдача из терригенных коллекторов юрских отложений может изменяться в широких пределах.

Увеличение конечной газоотдачи является одним из основных вопросов рациональной разработки газовых и газоконденсатных залежей и зависит от геолого-технологических факторов.

***Ключевые слова:** юрские отложения, терригенные коллекторы, коэффициент газоотдачи, месторождение Бердах-Учсай, Устюртский нефтегазоносный регион.*

Введение

Спрос на топливо и энергию на территории Республики Узбекистан растет день ото дня. Углеводородные продукты являются одним из основных источников топлива и энергии. Увеличение запасов газа за счет извлекаемых запасов обеспечивает промышленность реальными ресурсами. Однако, утечка определенного количества газов в газовом отвале из-за неоднородности продуктивного пласта, помимо того, они остаются в низкопроницаемых коллекторах, мелких порах в силу характера емкости, также использование их становится неэффективным из-за перепада пластовых давлений.

Цель работы

При утверждении геологических запасов газа и проектировании разработки месторождений необходимо учитывать коэффициент газоотдачи и постоянно контролировать и снижать затраты в процессе эксплуатации. Важность методов прогнозирования конечной газоотдачи связана с необходимостью принятия более оптимальных решений о капитальных затратах на стадии проектирования месторождений, бурении скважин, эксплуатации месторождений, строительства газоконденсатопроводов, газопереработки и газоснабжения. При этом особое значение имеет обоснованный прогноз коэффициента извлечения газа для крупных и редких месторождений, где каждый процент добытого газа составляет десятки миллиардов кубометров. Прослежена зависимость извлечения запасов месторождения от

геологических, технологических и экономических факторов [Васильев, Ильницкая, 2014; Халисмаев и др., 2021в].

Методология

Глубина извлечения углеводородов (газа и конденсата) из пласта является категорией технико-экономической и поэтому должна зависеть от двух групп факторов: природных (геологических) и неприродных (техничко-технологических и экономических).

Ниже рассмотрены геологические факторы, влияющие на величину конечного коэффициента газоотдачи

Особенности геологического строения залежи, в частности, к которой залежь приурочена; активность пластовых вод, определяющая режим залежи; физические свойства (в первую очередь фильтрационная характеристика) пород пласта-коллектора; наличие тектонических нарушений; литология пласта как в пределах залежи, так и за ее границами; изотропность и анизотропность пород пласта-коллектора; величина начального пластового давления; размеры залежи; величина запасов газа и точность их подсчета и т.д. [Васильев, Ильницкая, 2014; Савченко, 1994; Халисмаев и др., 2021б].

От типа коллектора продуктивного горизонта: (терригенный или карбонатный). Они различаются структурой фильтрационно-емкостного пространства. В терригенных коллекторных фильтрационные процессы в основном определяются сообщающимися порами, формирующими каналы. В карбонатных коллекторных - движение флюидов происходит через пористую среду, так и по системе трещин и каверн;

Площадная и по разрезу пласта литологическая неоднородность и фациальная изменчивость пород продуктивного пласта; режим залежи (газовый и водонапорный); значение средней проницаемости коллектора; величина начального пластового давления.

Разработка мелких залежей, осуществляется малым числом скважин. Поэтому в случае неоднородного коллектора коэффициент конечной газоотдачи может быть весьма низким.

По этим причинам коэффициент конечной газоотдачи для массивных залежей обычно выше, чем для пластовых.

Коэффициент газоотдачи - важнейший параметр разработки и подсчета запасов газа, определяющий добычные возможности залежей. Между тем коэффициент газоотдачи является собирательным показателем, в котором выражены связи естественных геологических условий недр и применяемых приемов и методов разработки [Марков, 2005; Султанов, 2001; Халисмаев и др., 2021б].

Полнота извлечения газа из продуктивного пласта приобретает важное значение уже на стадии проектирования разработки для более обоснованного распределения

капиталовложений. Газоотдача остается актуальной в процессе всего периода разработки месторождения, когда реализуются мероприятия, направленные на увеличение газоотдачи. Особый интерес представляет полнота отбора газа из залежей уже завершаемых разработкой на последней стадии, и это опыт, который можно использовать для разработки новых залежей, а также поиск новых возможностей более полного извлечения сырья.

Факторы, оказывающие влияние на газоотдачу, могут быть подразделены на природные (геологические) и неприродные (техничко-технологические и экономические).

Основными факторами согласно литературным и фактическим данным [Абидов, Халисматов, Бурлуцкая, 2005; Контроль за разработкой..., 1974; Мараков, 2005; Халисматов, Бурлуцкая, Гом, 2009; Халисматов и др., 2010] газоотдачи сложнопостроенных продуктивных терригенных коллекторов определяющими конечную газоотдачу пластов являются внутренняя энергия пласта, литологическая неоднородность, пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, глинистость, неоднородность пластов по мощности, неоднородность пластов по строению (песчанистость), темп отбора газа, сетка скважин и другие факторы.

К неприродным факторам относятся технико-технологические и экономические факторы.

Определение конечной газоотдачи имеет этапный характер. На первом этапе конечной газоотдачи прогнозируется начало разработки месторождения. На втором этапе определения коэффициента газоотдачи рассматривается по результатам опытно-промышленной эксплуатации с учетом режима залежей для газового и упруговодонапорного. Коммерческий коэффициент конечной газоотдачи является экономической категорией, и в условиях рыночной экономики определяется по результатам эффективности технико-технологических мероприятий, направленных на полноту извлечения углеводородов.

В Устьюртском нефтегазоносном регионе (УНГР) в настоящее время открыто 25 месторождений нефти и газа; газоконденсатные месторождения Сургиль, Северный Арал, Восточный Бердах, Учсай, Бердах, Шимолий Бердах и др. - с аналогичными геолого-геофизическими характеристиками (рис. 1) [Абдуллаев, Богданов, Эйдельмант, 2019; Богданов, Хмыров, 2022; Закиров, Халисматов, Закиров, 2021].

По результатам анализа и обобщения геолого-геофизических материалов площади Восточный Бердах и Учсай объединены в одно месторождение Восточный Бердах-Учсай, переименованное затем в Восточный Бердах (рис. 2). Газоконденсатные месторождения Восточный Бердах-Учсай находятся в разработке. Залежи газа на всех месторождениях пластового типа приурочены к пачкам юрских песчаников, фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) которых невысоки, а песчаники характеризуются плохой отсортированностью

и высокой глинистостью.

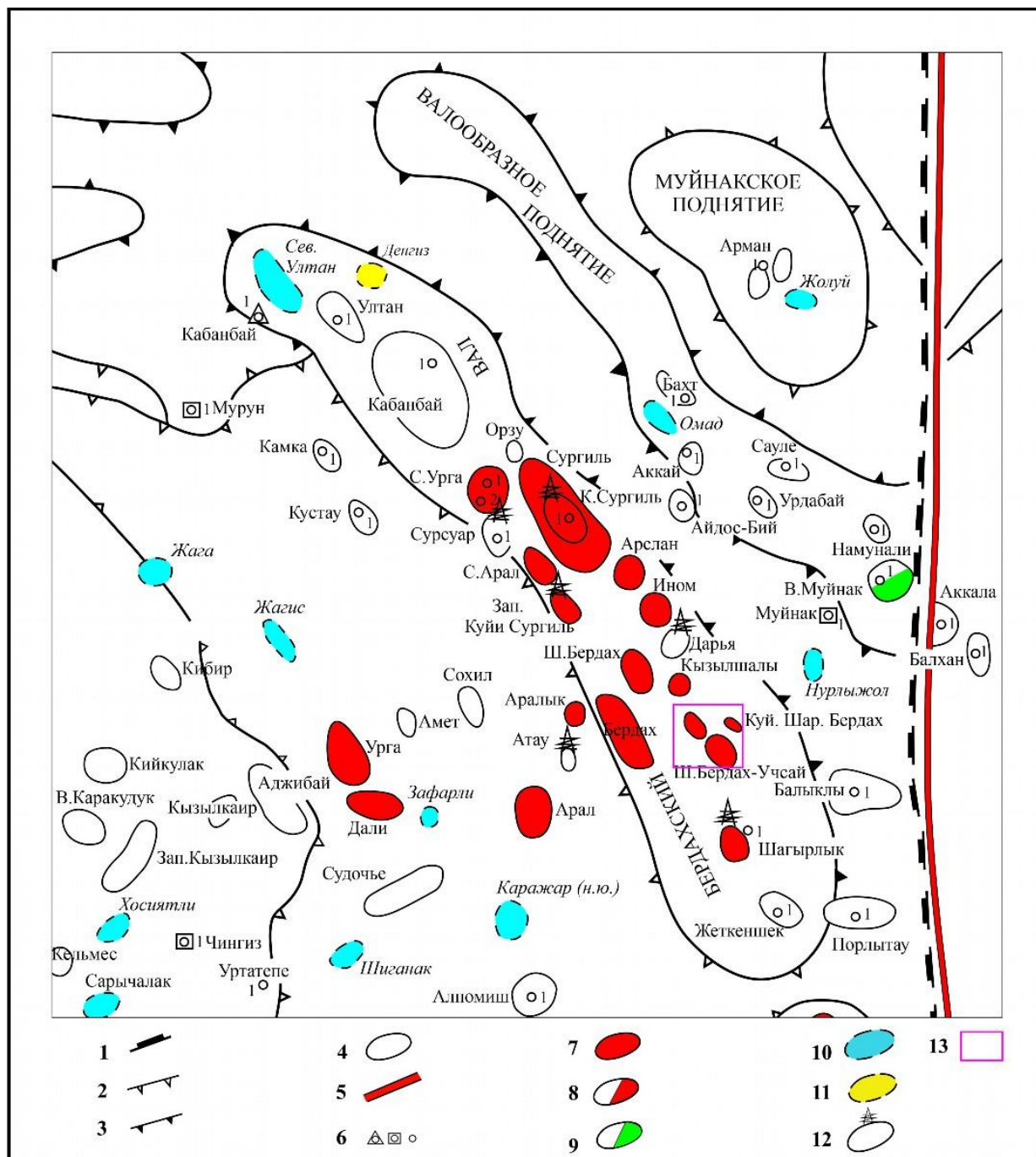


Рис. 1. Схема нефтегазоперспективных объектов Устюртского региона (составила

М.Г. Юлдашева, 2021 г., на основе тектонической схемы Д.Р. Хегай, АО «ИГИРНИГМ», 2014 г.)

Тектонические элементы: 1 - порядка, 2 - порядка, 3 - порядка, 4 - локальные поднятия, 5 - региональные тектонические нарушения, 6 - глубокие скважины. Нефтегазоперспективные объекты: 7 - газоконденсатные месторождения, 8 - с выявленной газоносностью, 9 - с выявленной нефтеносностью, 10 - подготовленные, 11 - выявленные, 12 - находящиеся в бурении, 13 - изучаемый объект.

По данным [Ахмедов, Муминов, 2005; Бегметов, Халисметов, Гом, 2009; Khalismatov et al., 2021] литолого-петрографических исследований образцов керна и шлифов и данным рентгено-структурного анализа, нижнеюрские отложения сложены переслаиванием песчано-гравелитовых, алевроитовых и глинистых пород.

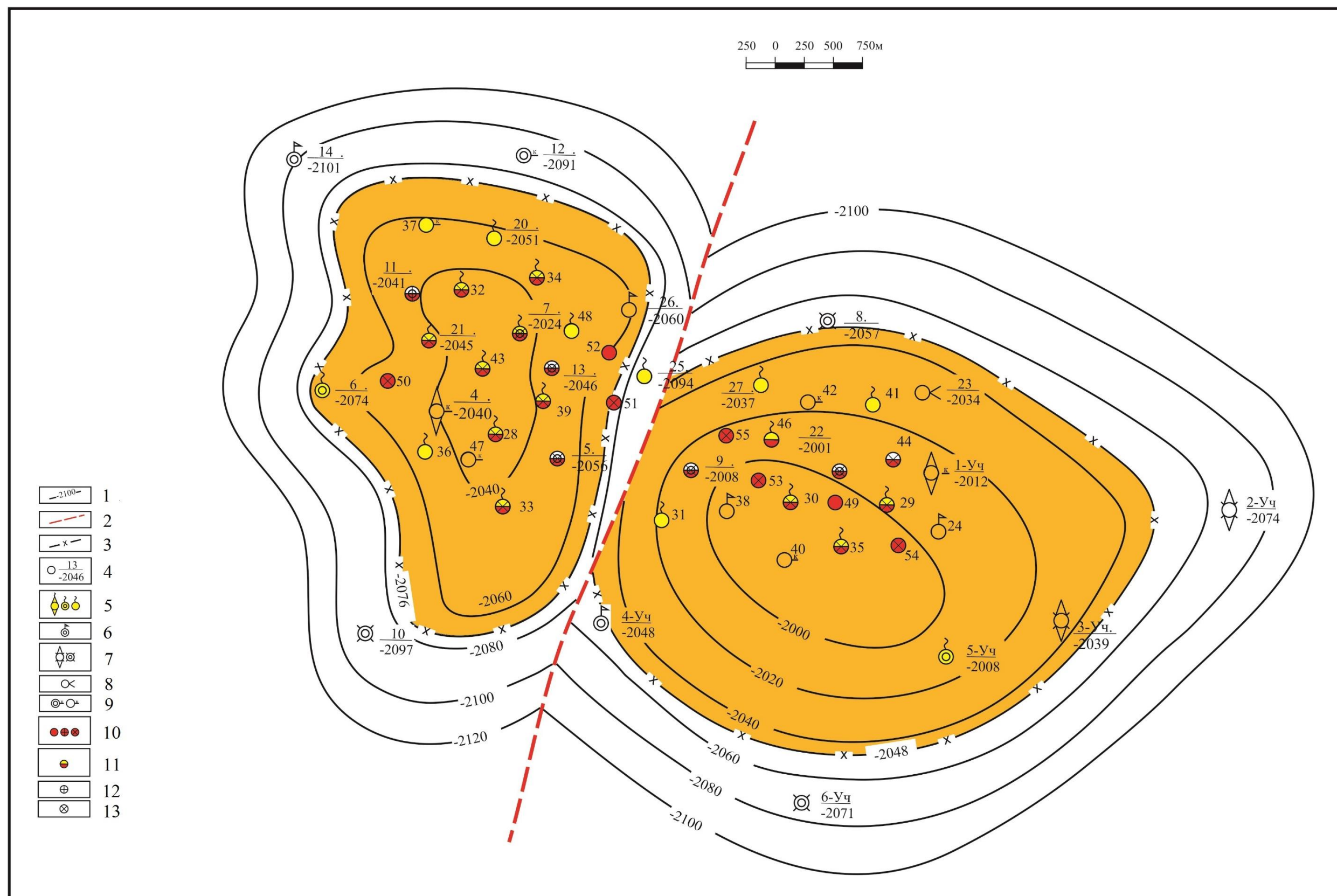


Рис. 2. Структура месторождения Восточный Бердах-Учсай

1 - изогипсы по кровле горизонт J_2^1 , 2 - тектоническое нарушение, 3 - внешний ГВК, 4 - номер скважины и глубина пласта; скважины: 5 - действующие, 6 - контрольные, 7 - ликвидированные, 8 - в ожидании ликвидации, 8 - на капитальном ремонте, ожидание капитального ремонта, 9 - проектные, 10 - действующие, с последующим введением в эксплуатацию нескольких горизонтов, 11 - с отдельно-раздельной эксплуатацией горизонтов.

Песчаники серые, от мелкозернистого до крупнозернистого, гравелитовые, алевритовые в различной степени глинистые. Редки частицы углефицированного растительного детрита (УРД). Встречаются отдельные слои гравелитов, песчанистых, глинистых. Минеральный состав зернистых частиц полимиктовый. Содержание кварца в крупнозернистых песчаниках и гравелитах изменяется от 20 до 49%, остальную часть составляют полевые шпаты (до 44%) обломки пород, в основном метаморфических, частично эффузивных. Присутствуют единичные зёрна акцессорных минералов. В составе полевых шпатов содержание калий шпатов достигает до 23%. Цемент контактовый до порового, иногда плёночный. Состав цемента глинистый, в основном слюдистый, частично хлоритовый, редко-карбонатный (кальцитовый).

По гранулометрическому составу песчаники слабо отсортированные, от мелко- до крупнозернистого. В мелкозернистых песчаниках содержание алевритовой фракции достигает 30-40%, в глинистых - 8-10%, а в крупнозернистых песчаниках присутствуют до 10-15% зёрен гравийной размерности.

Таким образом, коллекторские породы нижней юры характеризуются неоднородными по составу и строению песчаниками и гравелитами, слабопористыми, нередко и плотными. Пористость пород достигает 10%, а проницаемость едва превышает 1,0 мД.

Неоднородность строения наблюдается не только по горизонтали, но и по вертикали. В пределах одного пласта снизу вверх по разрезу постепенно или не закономерно изменяется гранулометрический состав пород от гравелита до мелкозернистого песчаника существенно кварцевого (до 50-60%), появляются и исчезают прослой глины, резко увеличивая анизотропию проницаемости и по поверхности.

Вполне естественно, что вся эта неоднородность состава и строения пород-коллекторов отражается на физико-коллекторских свойствах пород.

Разрез среднеюрских отложений представлен чередованием песчаников, алевритов и аргиллитов (глин) с отдельными слоями, пачками, пластами гравелитов. Песчаники серые, в основном средне- и мелкозернистые, в различной степени обогащённые как мелкозернистыми, так и крупнозернистыми фракциями, то есть встречаются крупнозернистые, гравелитовые и мелкозернистые, алевритовые. Хорошо отсортированных песчаников практически нет. В большинстве случаев они обогащены алевритовой фракцией. Минеральный состав зернистых частиц тоже неоднороден. По данным РСА в составе обломочных зёрен преобладают кварц и полевые шпаты, слюды [Абдуллаев, Хегай, Юлдашева, 2009; Закиров, Халисмаев, Закиров, 2021; Халисмаев и др., 2021a].

Согласно литолого-петрографическому исследованию шлифов в составе зернистых частиц существенную долю (до 15-20%) составляют обломки извержённых и особенно

метаморфических пород, очень редко отмечаются карбонатные породы. В незначительном количестве встречаются акцессорные минералы, которые не оказывают большого влияния на гранулометрический состав пород.

Весьма характерно в гранулометрическом составе породы присутствие обломочных частиц углефицированного растительного детрита (УРД): в алевролитах - алевролитовой, в песчаниках - песчаной размерности, хорошей окатанности, но значительно деформированных (на поверхности зёрен имеются следы внедрения зёрен обломочных пород). Содержание таких углистых частиц изменяется от <1% до 10%. Наличие их приводит к снижению удельного электрического сопротивления (УЭС) породы.

Кроме обломочных (или в виде зернистых частиц) в значительном количестве углистые частицы отмечаются в виде крупного детрита, длиной и шириной от <1,0 мм до более 75,0 мм, толщиной от < 0,1 мм до нескольких сантиметров в виде слойков или линз угля. Чаще всего встречаются скопления мелких частиц УРД в виде тонких прослойков-линзочек. На поверхности углистых прослойков скапливаются и листочки слюды (мусковита и биотита). Расстояние между слойками - линзочками УРД варьирует от 5-10 мм до нескольких сантиметров, что способствует уплотнению породы. Калий, содержащийся в обломочных зёрнах слюды, приводит к искусственному завышению глинистости по геофизическим исследованиям скважин (ГИС).

Важнейшей особенностью строения пород-коллекторов среднеюрских отложений является наличие в составе зернистых частиц песчаников не только обломочной слюды, но и в значительном количестве обломочных глин и алевролитов глинистых, содержание которых изменяется от <10% до 50%, резко повышающих общую глинистость породы, тем самым влияя на показания ГИС. По гранулометрическому составу песчаники в основном средне-мелкозернистые, отчасти крупнозернистые, с включением зёрен гравийной размерности. Присутствуют также зёрна алевролитовой размерности. По существу, отсортированные песчаники отсутствуют.

В определении ФЕС пород-коллекторов важную роль играет окатанность зернистых частиц. В песчаниках в зависимости от минерального состава и их количественного соотношения встречаются зёрна от угловатых, слабо окатанных до хорошо окатанных, овальных или округлых. Причём, наименее окатаны зёрна кварца, наиболее окатаны частицы УРД и обломки пород, другие минералы занимают промежуточное положение. Тем самым неравномерная окатанность зернистых частиц тоже способствует уплотнению породы, ухудшению их ФЕС.

В петрографических исследованиях шлифов и РСА практически все исследованные песчаники имеют полимиктовый состав. Содержание кварца варьирует от 20 до 45%, полевых

шпатов - до 40%, обломков пород (в том числе слюд) - до 10-15%. В составе полевых шпатов существенную долю составляют ортоклаз и микроклин (до 30%). Как обломочная слюда, так и калий в полевых шпатах, завышают глинистость по ГИС. Включения обломочных глин также увеличивает глинистость, повышает электропроводимость, уменьшает УЭС пород [Ахмедов, Муминов, 2005].

Цемент песчаников порового и порово-контактового, редко контактового типов. Минеральный состав цемента неоднородный, присутствуют гидрослюда, хлорит, каолинит, сидерит, доломит, кальцит. Чаще всего преобладает гидрослюда, в меньшей степени - хлорит. В средней юре, по сравнению с нижней, заметно увеличивается содержание каолинита. Повсеместно встречается сидерит, особенно в алевролитах и глинах, иногда образует самостоятельные слои (скв. 1 Северный Бердах). По данным РСА, содержание сидеритового цемента местами достигает 10-15%. Тем самым существенно снижает УЭС пород. Таким образом, весьма существенное влияние на показания ГИС оказывает минеральный состав зернистых частиц и цементирующего вещества песчаников: увеличивается глинистость, уменьшается УЭС и таким образом формируются низкоомные коллектора, нередко теряющиеся из виду и оказывающиеся не испытанными и не учтёнными при подсчёте запасов.

Пласты песчаников, содержащие обломочные глины, приурочены к различным частям разреза: к верхней (кровельной части), средней и нижней частям разреза среднеюрских отложений и вскрыты на глубинах от 2106 м (скв. 1 Учсай) до 3385,0 м (скв. 2 Северный Бердах). Пачка с обломками глин, приуроченная к верхней части разреза, хорошо прослеживается почти на всех месторождениях и разведочных площадях. Там, где имеется керновый материал, отмечены и другие пласты (например, скважины 1 и 4 Учсай и др.).

Верхнеюрские отложения охарактеризованы меньшим количеством образцов керна по сравнению со среднеюрскими. В разрезе верхней юры коллекторами являются в основном серые и зеленовато-серые песчаники. Гранулометрический состав их стабилен. В большинстве случаев преобладают средне- и мелкозернистые песчаники со значительным содержанием зёрен алевритовой размерности (до 40%). В целом, зернистые частицы средне-, слабо пористые.

Минеральный состав песчаников полимиктовый. Содержание кварца - до 40%, полевых шпатов - до 50%, в том числе калий шпатов - до 23%. По данным исследований [Ахмедов, Муминов, 2005; Халисмагов, Бурлуцкая, Сагайдачная, 2009] шлифов в составе песчаников присутствуют обломки различных пород (до 10-15%), в небольшом количестве - обломки (пластинки) слюд (мусковита, биотита). В нижней части разреза встречаются (до 3-5%) УРД в основном мелкой размерности (< 1,0 мм), а в средней и верхней частях наблюдаются лишь отпечатки растительных остатков или замещённые пиритом диагенетическим. Отложения

верхней юры, в целом и в частности, представлены песчаниками, отличающимися от среднеюрских отсутствием сидерита.

Зернистые частицы имеют изометричную, округлую форму, встречаются зёрна удлиненной, неправильной формы (за исключением чешуек слюды обломочной). В зависимости от минерального состава, окатанность изменяется от угловатой до овальной, от овальной до округлой. По степени окатанности минералы располагаются в следующем порядке: кварц, полевые шпаты, обломки пород. Последние наиболее окатаны.

Цемент песчаников от порового до контактового, в основном поровый, порово-контактовый. По данным исследования гранулометрического анализа, содержание глинистого цемента варьирует в пределах 6-18%, по данным исследования шлифов - не более 10-15%, а по данным РСА достигает 40%. Наиболее характерный состав глинистого цемента: серицит (до 40%), слюда (-3-18%) и хлорит (0-6%), каолиниты практически отсутствуют. Повышенное содержание серицита существенно влияет на показания ГИС, увеличивая глинистость. В составе цемента встречается гематит - в верхней части разреза скв. 4 Учсай. Карбонаты практически отсутствуют. В верхнеюрских отложениях, как и в среднеюрских, но в ограниченном количестве присутствуют песчаники с обломками (окатышами) зелёных глин с включением кристаллов пирита, развитого по органическим остаткам растительного детрита.

Обломки глин хорошо окатанные, изометричной, округлой (овальной) формы, диаметром зёрен от < 1,0 мм до 20-30 мм. Минеральный состав глин в основном хлоритовый, с примесью гидрослюды и монтмориллонита. Содержание глинистых окатышей варьирует от <5% до 30% от общего объёма породы.

Глинистые окатыши, сложенные калий содержащими минералами (серицит, гидрослюды), существенно увеличивают глинистость, снижают УЭС и образуют низкоомные коллекторы.

Характеризуя литолого-петрографический состав, структурно-текстурные особенности пород-коллекторов продуктивных горизонтов юрских отложений Судочьего прогиба можно констатировать следующее:

- Основными породами-коллекторами являются средне-мелкозернистые и крупнозернистые песчаники и гравелиты песчанистые. Алевриты и сильно алевритистые, мелкозернистые песчаники практически не служат коллекторами.

- Минеральный состав песчаников полимиктовый. Основными породообразующими минералами, иногда со значительным содержанием обломочных слюд, являются калиевые полевые шпаты.

- В составе зернистых частиц песчаников присутствуют в значительном количестве обломки пород, в том числе обломочные глины (до 60-70%), резко увеличивая глинистость

породы и снижая их УЭС. Это приведёт к возникновению низкоомных «глинистых» коллекторов.

- В составе цемента зернистых частиц песчано-алевритовых пород присутствуют железистые минералы – в составе единичного сидерита, чаще пирита (образовавшиеся в прибрежных мелководно-морских условиях) и унифицированный растительный детрит - как в рассеянной, так и в концентрированной форме (в виде линз и прослоев), существенно снижающие УЭС, способствующие образованию низкоомных коллекторов.

- В среднеюрских отложениях повсеместно распространена сидеритизация пород. В сильно алевритовых, глинистых, мелкозернистых песчаниках и алевролитах глинистых присутствуют ясно выраженные кристаллы сфалерита, а также снижающие УЭС пород.

- Полимиктовый состав зернистых частиц и цементирующего вещества, изменчивость гранулометрического состава пород обуславливают неоднородность их строения и физико-коллекторских свойств.

Коллекторская характеристика пород продуктивных пластов

Коллекторская характеристика пород верхних и средних отделов юрских отложений основана на описании образцов керн: по площади Восточный Бердах - из скважин 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13; по площади Учсай – скважины 1, 2, 3, 4.

Верхнеюрские отложения. Пласт J_3^1 имеет общую толщину 11-14 м. Литолого-петрофизическая характеристика этого пласта изучена по образцам керн, поднятого из скважин 12 Бердах и 4 Учсай. Всего изучен 21 образец. Пласт представлен в разрезе скв. 12 Бердах песчаником светло-серым, мелко-, среднезернистым, слабосцементированным, местами со следами доломитизации. Образцы породы массивные, средней крепости и плотности. Объёмная их плотность изменяется от 2,10 до 2,41 г/см³, с пористостью - от 9,1 до 19,9%, и проницаемостью - до 48,144 мД. В разрезе скв. Учсай представлены переслаиванием песчаника серого с зеленоватым оттенком, мелко-, среднезернистого, слабосцементированного, массивного, слюдистого, плохой цементации, объёмной плотностью - 2,07-2,17 г/см³ и пористостью - 18,5-21,8% с алевролитом. Он имеет коричневую, буровато-коричневую окраску, с серыми пятнами, сильно глинистый, слюдистый. Порода средней крепости (объёмная плотность - от 2,31 до 2,34 г/см³), а открытая пористость варьирует в пределах 13,7-15%. В их составе карбонатные соединения отсутствуют. Также в данном разрезе присутствуют глины, но эти породы возможно отобраны из нижележащего пропластка.

Пласт J_3^3 имеет общую толщину 21 м. Литолого-петрофизическая характеристика

этого пласта изучена по образцам керна, поднятого из скв. 7 Бердах. Всего изучено 13 образцов. Пласт представлен в разрезе данной скважины переслаиванием песчаника зеленовато-серого, алевритистого, средней крепости и плотности. Объёмная плотность которого изменяется от 2,28 до 2,38 г/см³, с пористостью - от 10,16 до 14,8%, и проницаемостью - до 0,5 мД с зеленовато-серой глиной и алевролитом зеленовато-серого окраса, крепким и плотным (объёмная плотность - от 2,41 до 2,42 г/см³, пористость - от 10 до 10,5%). В их составе карбонатные соединения отсутствуют.

Пласт J_3^4 имеет общую толщину 20-30 м. Литолого-петрофизическая характеристика этого пласта изучена по образцам керна, поднятого из скважин 12 Бердах и 1 Учсай. Всего изучено 123 образца. Пласт представлен в разрезе скв. 12 Бердах переслаиванием глины тёмно-серой, с зеленоватым оттенком с включением углисто-битумного вещества, тонкозернистого серого алевролита с зеленоватым оттенком, глинистого, слюдистого, плотного (объёмная плотность - 2,49-2,51 г/см³, $K_{o.п.} = 8,3-9\%$) и песчаника светло-серого, от мелко- до крупнозернистого, местами доломитизированного, крепкого, плотного (объёмная плотность 2,08-2,71 г/см³, $K_{o.п.} = 2,1-21,2\%$ и $K_{пр}$ - до 98,4 мД). В разрезе скв. 1 Учсай - песчаником светло-серым, серым, от мелко- до крупнозернистого, массивный, крепкий (объёмная плотность 2,07-2,34 г/см³), с открытой пористостью 13,4-21,5% и газопроницаемостью от 1,3 до 320,1.

Среднеюрские отложения. Литолого-петрофизическая характеристика пласта J_2^1 изучена по образцам керна, поднятого из скважин 5, 6, 7, 9, 11 Бердах и 1 Учсай. Общая мощность его колеблется в пределах 45 (скв. 6 Бердах) - 61 м (скв. 1 Учсай). Из отобранного керна изучено 175 образцов. По площади Бердах пласт представлен переслаиванием глины тёмно-серой, алевритистой, алевролита от светло- до тёмно-серого цвета, слюдистого, глинистого, местами тонкослоистого и карбонатизированного, с включением углисто-битумного вещества в виде тонких прожилок, крепкого, плотного (объёмная плотность - 2,27-2,66 г/см³, $K_{o.п.} = 3,2-14,9\%$ и $K_{пр}$ - до 0,9 мД) и песчаника. Песчаник светло-серый, серый, мелко-, среднезернистый, с редкими включениями мелкого гравия, местами слабо карбонатизированный в цементе и пористый, в некоторых образцах керна наблюдаются прожилки углисто-глинистого вещества. Крепкий, плотный (объёмная плотность 2,19-2,70 г/см³). Пористость варьирует в широких пределах (2,5-19,5%), образцы с наименьшим значение пористости встречаются в разрезе лишь скв. 11 Бердах, причём в этих же породах наблюдается наименьшее значение газопроницаемости. По разрезу проницаемость достигает 64 мД.

Литолого-петрофизическая характеристика пласта J_2^2 изучена по образцам керна, поднятого из скв. 10 Бердах и имеет общую толщину 14 м. Всего изучено 29 образцов. Пласт представлен переслаиванием: алевролита светло-, тёмно-серого, местами слюдистого, с включением обуглившихся растительных остатков, трещиноватого, крепкого, плотного (объёмная плотность - 2,40-2,58 г/см³, значение $K_{п}$ - до 11,7%); гравелита светло-серого, массивного, трещиноватого, крепкого, плотного (объёмная плотность - 2,24-2,28 г/см³, значение $K_{п}$ - до 18,3%) и песчаника светло-серого, массивного, местами с прослойками углисто-глинистого вещества средней крепости и плотности (объёмная плотность - 2,14-2,33 г/см³) с пористостью 13,1-20% и проницаемостью до 117,9 мД. Мощность слоя песчаника по вынесенному керну составляет 2,7 м.

Пласт J_2^{2a} имеет общую толщину 13 м. Литолого-петрофизическая характеристика этого пласта изучена по образцам керна, поднятого из скв. 10 Бердах. Всего изучено 30 образцов. Пласт по керновому материалу в верхней части сложен аргиллитом чёрным, местами слоистым, крепким, плотным (2,41-2,48 г/см³). Нижняя часть представлена алевролитом от серого до чёрного цвета. Данная порода слюдистая, слоистая, местами с включением обуглившегося растительного остатка, крепкая, плотная (объёмная плотность - 2,42-2,31 г/см³) с пористостью 4,2-9,4% и практически не проницаема.

Литолого-петрофизическая характеристика пласта J_2^{3a} изучена по образцам керна, поднятого из скважин 5, 6 Бердах и 2 Учсай. Общая мощность его колеблется в пределах 7 (скв. 2 Учсай) - 20 м (скв. 6 Бердах). Из отобранного керна изучено 82 образца. Пласт представлен переслаиванием песчаника, алевролита, аргиллита и глины. Песчаник серый, светло-серый, мелкозернистый, алевролитистый, крепкий, плотный (объёмная плотность - 2,23-2,51 г/см³) с пористостью - от 8,6 до 16,5% и проницаемостью - до 7,8 мД. Алевролит имеет светло-, тёмно-серую окраску. Местами глинистый, с включением по слоистости обуглившихся растительных остатков и углисто-битумного вещества. Крепкий, плотный (объёмная плотность - 2,38-2,58 г/см³) с пористостью - 3,5-11,4% и практически не проницаем. Аргиллит от тёмно-серого до чёрного окраса, крепкий, плотный, местами алевролитистый и углистый. Глина встречается в основном на образцах керна, отобранного по скв. 2 Учсай, она от тёмно-серого до чёрного цвета, местами с включением обуглившихся растений и детрита, а также на поверхности наблюдается зеркало скольжения, крепкая, плотная.

Пласт J_2^4 изучен по керну вынесенного из скважин 7 Бердах и 11 Бердах и имеет общую толщину 12-34 м. По нему изучено 78 образцов. Разрез этого пласта представлен по керну переслаиванием алевролита и песчаника. Алевролит тёмно-серый, слюдистый, глинистый,

тонкопесчанистый. Крепкий, плотный ($2,51-2,59 \text{ г/см}^3$) с пористостью - $2,7-7,9\%$ и газопроницаемостью - до $6,4 \text{ мД}$ по трещинам. Песчаник же имеет серую окраску, мелкозернистый, местами с включением углисто-битумного вещества, крепкий, плотный ($2,24-2,52 \text{ г/см}^3$), открытая пористость варьирует в пределах от $5,95$ до $14,7\%$, проницаемость же достигает до $2,28 \text{ мД}$ по трещинам.

Разрез пласта J_2^5 исследован по образцам керна, вынесенного из скв. 12 Бердах и имеет общую толщину 13 м . Из отобранного керна изучено 50 образцов, и он в основном представлен песчаником, а в нижней части переслаиванием алевролита и глины. Песчаник светло-серый, крупнозернистый, с включением мелкого гравия, массивный. Средней крепости и плотности ($2,26-2,40 \text{ г/см}^3$) с пористостью - $9,1-14,9\%$ и проницаемостью - до $78,07 \text{ мД}$. Алевролит серый, светло-серый, слюдистый, глинистый с включением обуглившихся растительных остатков и углисто-битумного вещества в виде тонких прожилок. Средней крепости и плотности ($2,44-2,52 \text{ г/см}^3$) с пористостью - $5,5-9,0\%$ и проницаемостью - до $34,55 \text{ мД}$. Глина темно-серая, слюдистая средней крепости и плотности.

Пласт J_2^6 изучен по керну, вынесенному из скважин 9 Бердах, 11 Бердах на 74 образцах. Мощность его меняется в пределах $38-48 \text{ м}$, и представлен он по керну отобранному из скв. 9 Бердах гравелитом светло-серым, по трещинам которого в виде зёрен наблюдается углисто-битумное вещество. Объёмная плотность варьирует в пределах $2,23-2,35 \text{ г/см}^3$, а пористость - $12-16,1\%$ и газопроницаемостью - до $184,4 \text{ мД}$. По скв. 11 Бердах - переслаиванием песчаника и алевролита. Песчаник от светло- до темно-серого, мелкозернистый, местами слюдистый, алевролитистый, глинистый, с включением углисто-битумного вещества. Крепкий, плотный ($2,35-2,60 \text{ г/см}^3$) с открытой пористостью - $4,3-11,5\%$ и газопроницаемостью - до $71,2 \text{ мД}$ по порам и $181,3$ по трещинам. Алевролит преимущественно тёмно-серый, слоистый, слюдистый, глинистый, местами наблюдаются включения обуглившихся растительных остатков и углисто-битумного вещества, крепкий, плотный ($2,51-2,58 \text{ г/см}^3$) с пористостью - $3,65-8,8\%$, не проницаем.

Пласт J_2^{7a} имеет общую толщину $17-20 \text{ м}$. Литолого-петрофизическая характеристика пласта изучена по образцам керна, поднятого из скважин 8, 9 Бердах на 73 образцах и представлена по скв. 9 Бердах переслаиванием глины и песчаника. Глина тёмно-серая, алевролитовая, крепкая, плотная. Песчаник светло-серый, мелкозернистый, алевролитистый, крепкий плотный ($2,30-2,39 \text{ г/см}^3$), открытой пористостью - $10-12,8\%$ и газопроницаемостью - до $0,8 \text{ мД}$. По скв. 8 керн представлен алевролитом, и лишь в нижней части исследованы образцы аргиллита. Алевролит серый, тёмно-серый, слюдистый, местами глинистый и

неравномерно пиритизированный и доломитизированный, с включением обуглившегося детрита, крепкий, плотный ($2,44-2,69 \text{ г/см}^3$) с открытой пористостью - 2,3-8,9% и проницаемость - до 5,96 по трещинам в единичном случае.

Разрезы всех продуктивных пластов на месторождении Бердах-Учсай в основном сложены переслаиванием терригенных пород, среди которых лучшими коллекторскими свойствами обладают песчаники, реже алевролиты. Коллекторская характеристика этих пород изучена по результатам комплексного лабораторного исследования образцов керна, поднятого из скважин 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13 Бердах и скважин 1, 2, 3, 4 Учсай. В разрезах всех перечисленных пластов развит в основном поровый тип коллекторов. В разрезах некоторых пластов, хотя и встречены трещиноватые разности, но конкретных и чётких критериев выделения коллекторов трещинного или трещинно-порового типа не имеется. Для определения граничных значений пористости и водонасыщенности пород – коллекторов использованы зависимости $K_{пр} = f(K_{о.п})$, и $K_{пр} = f(K_{о.в})$. Граничное значение открытой пористости пород коллекторов пластов J_3 составляет 13%, а для пластов J_2 - 9,8%. Граничное значение коэффициентов остаточной водонасыщенности для пород перечисленных пластов составляют свыше 75 и 72%, соответственно.

Коллекторские свойства пород юрских отложений представлены в табл. 1.

Юрская продуктивная толща на оцениваемых месторождениях характеризуется крайне неравномерным распространением по площади и разрезу коллекторов, представленных плохо коррелируемыми между собой телами песчаников от долей до 55 м с преимущественным распространением тонких пропластков и линз, большинство из которых характеризуется ограниченной площадью распространения и разобщенностью по разрезу интервалами пород – не коллекторов.

Однако изучение внутреннего строения продуктивной толщи в значительной степени осложнено как объективными, так и субъективными факторами. К первым относится исключительно сложный характер распределения коллекторов как по разрезу, так и по площади.

Значительная невыдержанность коллекторов, частое их выклинивание на небольших расстояниях явилось причиной выделения в продуктивной верхне-среднеюрской толще большого количества продуктивных пластов, объединенных в 28 пачках: ($J_3^1, J_3^{1a}, J_3^{1a-1}, J_3^{1a-2}, J_3^{1b}, J_3^{1b-1}, J_3^{1b}, J_3^{1r}, J_3^2, J_3^{2a}, J_3^{2a-1}, J_3^3, J_3^{3a}, J_3^{3b}, J_3^4, J_3^{4a}, J_2^1, J_2^2, J_2^{2a}, J_2^3, J_2^{3a}, J_2^4, J_2^5, J_2^6, J_2^7, J_2^{7a}, J_2^8, J_2^9$), пласт J_2^9 вскрыт и выделен только в скв. 13 Бердах.

Мощность среднеюрских отложений в скважинах на месторождении Восточный Бердах составляет 504-568 м. В среднеюрских отложениях выделяются 12 регионально-продуктивных пачек: $J_2^9, J_2^8, J_2^{7a}, J_2^7, J_2^6, J_2^5, J_2^4, J_2^{3a}, J_2^3, J_2^{2a}, J_2^2, J_2^1$ (табл. 2).

Таблица 1

Коллекторские свойства пород юрских отложений

Наименование площади	Номер скв.	Кол-во изученных образцов, шт.			Мощность пласта, м	Среднее значение*		
		общее	проницаемых	на 1 м мощности		пористость, %	проницаемость, мД	
							поровая	трещинная
Коллекторские свойства пород J3 отложений								
Бердах	5	48	7/2	0,08	584	13,3	8,3	39,2
Бердах	6	8	-	0,01	588	-	-	-
Бердах	7	13	-	0,02	572	-	-	-
Бердах	8	61	20/3	0,11	534	17,2	22,2	7,4
Бердах	9	2	-	0,003	556	-	-	-
Бердах	10	53	9/3	0,09	563	18,7	355,1	6,4
Бердах	12	140	80/-	0,26	530	15,8	24,2	-
Бердах	13	54	8/5	0,09	576	9,8	3,1	5,9
Учсай	1	105	65/1	0,19	541	16,3	28,1	33,5
Учсай	2	119	51/3	0,20	567	17,8	122,6	18,9
Учсай	3	33	-	0,05	572	-	-	-
Учсай	4	95	26/3	0,16	578	18,1	61,4	118,1
Итого:		731	266/20	1,26		15,8	78,1	32,7
Коллекторские свойства пород J2 отложений								
Бердах	5	86	5/3	0,07	641	8,6	10,3	8,7
Бердах	6	112	3/7	0,23	480	8,2	3,1	8,1
Бердах	7	94	23/6	0,15	595	14,9	34,1	17,7
Бердах	8	101	2/8	0,16	595	7,2	3,9	4,7
Бердах	9	79	10/-	0,11	663	11,7	63,7	-
Бердах	10	59	21/-	0,11	544	17,4	65,4	-
Бердах	11	227	78/5	0,40	486	11,9	48,3	58,4
Бердах	12	84	42/2	0,15	546	12,2	17,8	24,7
Учсай	1	63	50/-	0,09	646	16,5	27,6	-
Учсай	2	46	-/3	0,07	582	8,3	-	3,3
Итого:		951	234/34	1,54		11,7	30,5	17,9

Примечание: * - при расчёте средних значений во внимание принимались данные по проницаемым образцам, $K_{np} \geq 1 \text{ мД}$.

Таблица 2

Толщины продуктивных пачек отложений J₂

	Участок Восточный Бердах		Участок Учсай		Средняя мощность
J ₂ ⁹	вскрыта только в скв. 13, мощность 23 м				23
J ₂ ⁸	от 22 м (скв.7)	до 25 м (скв.13)	от 5 м (скв.3)	до 25 м (скв.4)	19,25
J ₂ ^{7a}	от 16 м(скв.20)	до 33 м (скв.7)	от 16 м (скв.27)	до 26 м (скв.3)	22,75
J ₂ ⁷	от 11 м (скв.25)	до 31 м (скв.4)	от 13 м (скв.3)	до 40 м (скв.4)	23,75
J ₂ ⁶	от 33 м (скв.6)	до 66 м (скв.15)	от 41 м (скв.2)	до 52 м (скв.3)	48
J ₂ ⁵	от 9 м (скв.6)	до 23 м (скв.4)	от 6 м (скв.3)	до 26 м (скв.6)	16
J ₂ ⁴	от 8 м (скв.8)	до 34 м (скв.7)	от 5 м (скв.3)	до 29 м (скв.1)	19
J ₂ ^{3a}	от 7 м (скв.25)	до 39 м (скв.21)	от 7 м (скв.2)	до 20 м (скв.5)	19,5
J ₂ ³	от 7 м (скв.5)	до 28 м (скв.26)	от 11 м (скв.2)	до 27 м (скв.22)	18,25
J ₂ ^{2a}	от 13 м (скв.8)	до 32 м (скв.21)	от 12 м (скв.3)	до 28 м (скв.5)	19,75
J ₂ ²	от 10 м (скв.8)	до 28 м (скв.5)	от 12 м (скв.22)	до 22 м (скв.6)	18
J ₂ ¹	от 37 м (скв.12)	до 62 м (скв.11)	от 41 м (скв.27)	до 68 м (скв.5)	52
J ₂	Итого				299,25

Мощность отложений верхней юры составляет 577-607 м. В верхнеюрских отложениях выделяются 16 регионально-продуктивных пачек: J₃^{4a}, J₃⁴, J₃^{3b}, J₃^{3a}, J₃³, J₃^{2a-1}, J₃^{2a}, J₃², J₃^{1r}, J₃^{1b}, J₃^{1b-1}, J₃^{1b}, J₃^{1a-2}, J₃^{1a-1}, J₃^{1a}, J₃¹ (табл. 3).

Согласно принятой геологической модели, а также результатами сопоставления материалов ГИС и опробования в пределах месторождений Восточный Бердах-Учсай выделяется 61 газоконденсатная залежь: 34 - на Восточном Бердахе и 27 - на Учсае, каждая из которых является самостоятельным подсчетным объектом (рис. 3) [Халисмамов и др., 2021a; Khalismatov et al., 2021].

Определения пористости по керну выполнены на 748 образцах, из них лишь 54 образца проницаемы. Пористость их изменяется от 8,6 до 21,8%, составляя в среднем 15,8%. При этом некоторые пласты керном вообще не охарактеризованы (J₃², J₂³, J₂⁷, J₂⁸). Как видно из приведенных сведений, освещенность керном продуктивного разреза очень низкая.

Изучение гидродинамических условий Восточного Бердах-Учсайского газоконденсатного месторождения осуществлялось на основе фактических данных по пластовым давлениям, замеренным глубинными манометрами и определенным расчетным путем.

Вся полученная информация о пластовых давлениях, как в водоносных, так и в газонасыщенных объектах представлена в табл. 4.

Таблица 3

Толщины продуктивных пачек отложений J₃

	Участок Восточный Бердах		Участок Учсай		Средняя мощность
J ₃ ^{4a}	от 8 м (скв. 12)	до 14 м (скв. 21)	не вскрыт		11
J ₃ ⁴	от 13 м (скв. 10)	до 33 м (скв. 4)	от 9 м (скв. 4)	до 38 м (скв. 22)	23,25
J ₃ ^{3b}	вскрыта в скв. 20, мощность 6 м		не вскрыт		6
J ₃ ^{3a}	вскрыта в скв. 13, мощность 12 м		не вскрыт		12
J ₃ ³	от 5 м (скв. 11)	до 20 м (скв. 9)	от 6 м (скв. 2)	до 18 м (скв. 5)	12,25
J ₃ ^{2a-1}	вскрыта в скв. 11, мощность 3 м		не вскрыт		3
J ₃ ^{2a}	от 10 м (скв. 11)	до 20 м (скв. 6)	вскрыта в скв.27, мощность 8 м		12,7
J ₃ ²	от 9 м (скв. 13)	до 27 м (скв. 7)	от 8 м (скв.27)	до 20 м (скв. 23)	16
J ₃ ^{1r}	от 4 м (скв. 6)	до 31 м (скв. 7)	вскрыта в скв.5, мощность 9 м		14,7
J ₃ ^{1b}	от 12 м (скв. 6)	до 18 м (скв. 7)	от 6 м (скв.5)	до 7 м (скв. 27)	10,75
J ₃ ^{1b-1}	вскрыта в скв. 11, мощность 22 м		не вскрыт		22
J ₃ ^{1b}	от 6 м (скв. 6)	до 36 м (скв. 7)	вскрыта в скв.27, мощность 13 м		18,3
J ₃ ^{1a-2}	вскрыта в скв. 11, мощность 14 м		не вскрыт		14
J ₃ ^{1a-1}	вскрыта в скв. 11, мощность 6 м		не вскрыт		6
J ₃ ^{1a}	от 10 м (скв. 4)	до 15 м (скв. 11)	не вскрыт		12,5
J ₃ ¹	от 7 м (скв. 5)	до 35 м (скв. 21)	от 6 м (скв.2)	до 28 м (скв. 5)	19
J ₃	Итого				213,45

По продуктивному разрезу пластовые давления изменяются следующим образом: в среднеюрских отложениях - от 223,4 до 300 кг/см², в верхнеюрских - от 154,4 до 223,9 кг/см².

Эффективные газонасыщенные толщины варьируют в широком диапазоне: от 2,4 м (J₃^{2a}, участок Учсай) до 31,2 м (J₂⁶, участок Восточный Бердах). Коэффициенты открытой пористости и газонасыщенности варьируют в пределах от 0,11 (J₂⁹, участок Восточный Бердах) до 0,29 (J₃^{1a-1}, участок Восточный Бердах) и от 0,59 (J₃^{1a-2}, участок Восточный Бердах) до 0,84 (J₂⁸, участок Учсай), соответственно.

Размеры залежей колеблются в пределах от 1,4 х 0,5 км, амплитуда - 12 м (J₃^{1a-2}) до 4,5 х 3,6 км, амплитуда - 50 м (J₂¹), дебиты газа - от 41 тыс. м³/сут через 8 мм штуцер (скв. 9 Восточный Бердах) до 921,5 тыс. м³/сут. через 20 мм штуцер (скв. 4 Восточный Бердах).

Типы залежей - пластовая, сводовая и пластово-сводовая, тектонически экранированные.

Исходя из этого, а также опыта разработки верхне- и среднеюрских газовых залежей других месторождений, расположенных в пределах Восточного Устюрта, залежи месторождении Восточный Бердах - Учсай имеют газовый режим.

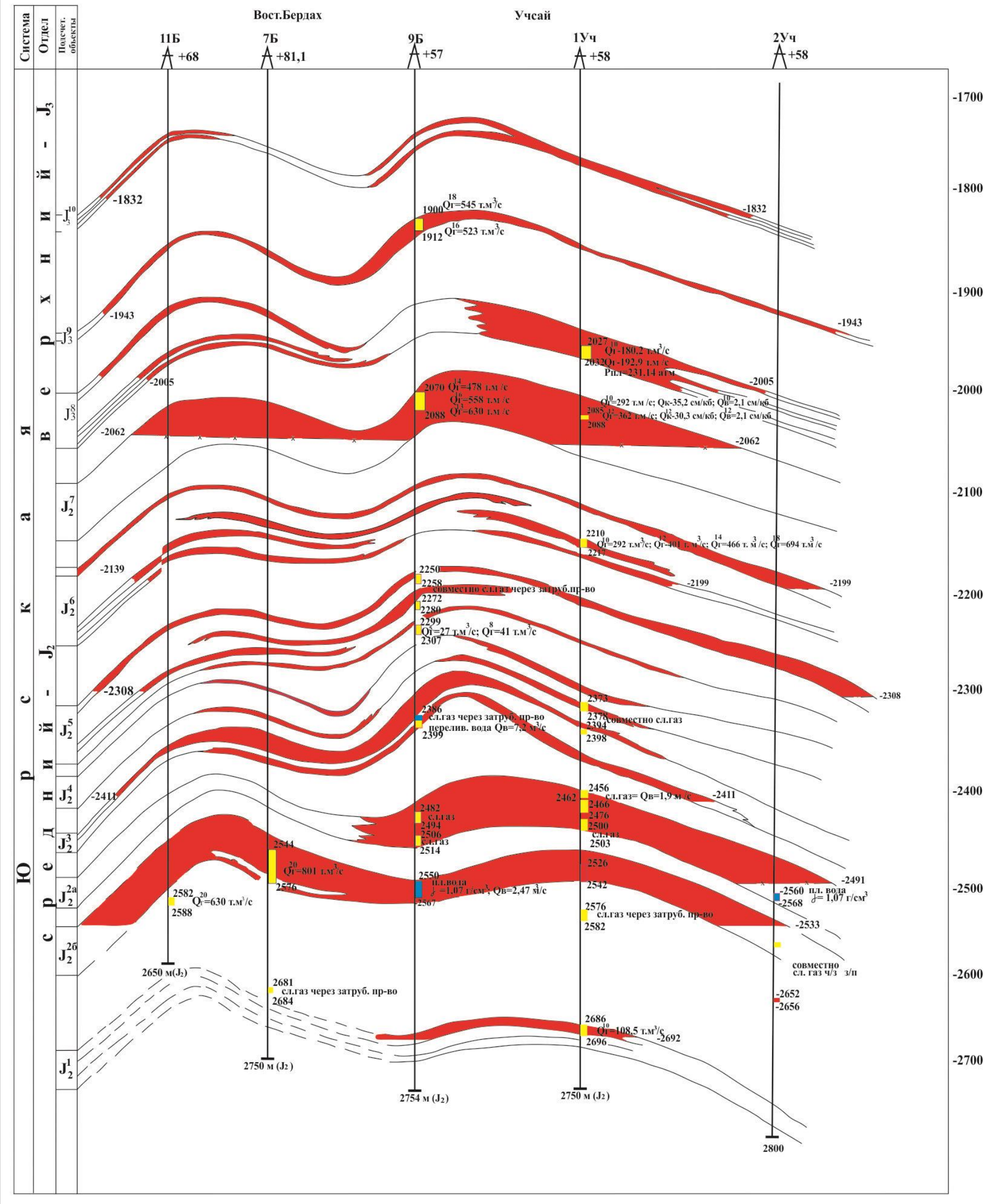


Рис. 3. Геологический профиль по линии I-I месторождения Восточной Бердах-Учсай
(составили О.А. Зорина, Л.И. Нестерова, АО «ИГИРНИГМ», 2003 г.)

Таблица 4

Сведения о пластовых давлениях по пластам месторождения Восточный Бердак-Учсай

Пласт	Район скважин	Рпл, кг/см ²	Пласт	Район скважин	Рпл, кг/см ²
Участок Восточный Бердах			Участок Учсай		
J ₃ ¹		155,2	J ₃ ¹	3, 4, 5	154,4
J ₃ ^{1a}		167,2		1, 9, 22, 23	155,8
J ₃ ^{1a-1}		170	J ₃ ^{1b}		178,1
J ₃ ^{1a-2}		172,6	J ₃ ^{1b}	27	189
J ₃ ^{1b}		181,4		5	187,8
J ₃ ^{1b-1}		182	J ₃ ^{1b-1}		191
J ₃ ^{1b}	6	191,4	J ₃ ^{1r}		190,2
J ₃ ^{1b}	7, 13	184,8	J ₃ ²		194,0
J ₃ ^{1r}	6	196	J ₃ ^{2a}		199,7
	7, 13	191,4	J ₃ ³		202,0
J ₃ ²		193,8	J ₃ ⁴		213,2
J ₃ ^{2a}	11	196,4	J ₂ ¹		228,0
	13	201,3	J ₂ ²		229,6
J ₃ ^{2a-1}		202	J ₂ ^{2a}		236,2
J ₃ ³	7, 13	206,4	J ₂ ³		240,0
	6, 11	206,4	J ₂ ^{3a}		245,4
J ₃ ^{3a}		208	J ₂ ⁴		251,2
J ₃ ^{3b}		211,4	J ₂ ⁵	27	257,7
J ₃ ⁴		217,0		1, 22	256,6
J ₃ ^{4a}	11, 21	219,3	J ₂ ⁶	1, 22	262,0
	12	223,9		23, 27	264,0
J ₂ ¹	4, 5, 6, 11	223,4	J ₂ ⁷	9	266,2
	12, 20, 26	225,0		1, 22	269,8
J ₂ ²	6, 4, 21	234,0		23	271,2
	26	234,2	J ₂ ⁸	9	272,4
J ₂ ^{2a}		239,2		8, 27	299
J ₂ ³		248,7	J ₂ ⁸	1, 4, 22	290
J ₂ ^{3a}		249,4			
J ₂ ⁴		260,8			
J ₂ ⁵		265,5			
J ₂ ⁶		271,4			
J ₂ ⁷		276,6			
J ₂ ^{7a}		285,5			
J ₂ ⁹		300,0			

Обсуждение

Таким образом, продуктивные горизонты верхних и средних юрских отложений месторождения Восточный Бердах-Учсай разделяют на линзы, подлинзы и непрерывную часть пласта. Пласты неоднородны по коллекторским свойствам (пористость и проницаемость), по остаточной водонасыщенности, по глинистости, по песчаности и т.п. Корреляция разреза продуктивного горизонта позволяет считать, что её песчаность связана с условиями седиментации и другими закономерностями геологического строения территории.

Исходя из полученного фактического материала разработана таблица (табл. 5) прогнозных коэффициентов газоотдачи для попластовой их оценки в условиях достаточной изученности газовой и газоконденсатной залежей [Методические рекомендации..., 2009; Саакова и др., 2016; Халисмагов, Закиров, Саакова, 2016].

Таблица 5

Прогнозные коэффициенты газоотдачи

Класс пласта по ФЕС	Литология	Коллекторские свойства				$K_A=1$ $P_{пл.}=P_{гидр}$	$K_A=1,1$ $P_{пл.}=1,1P$	$K_A=1,2$ $P_{пл.}=1,2P$	$K_A=1,3$ $P_{пл.}=1,3P$
		$K_p\%$	$P_{пр.},$ млД	$K_{ов}$ д.е.	$K_{гл}$ д.е.				
А	Грубо- и крупнозернистые песчаники	$\frac{13-35}{28}$	$\frac{1-1000}{300}$	$\frac{0,05-0,5}{0,15}$	$\frac{0-0,3}{0,05}$	$\frac{0,7-0,85}{0,78}$	$\frac{0,75-0,9}{0,85}$	$\frac{0,8-0,95}{0,88}$	$\frac{0,85-0,97}{0,95}$
В	Средне- и разномзернистые песчаники	$\frac{10-30}{21}$	$\frac{1-500}{100}$	$\frac{0,1-0,6}{0,25}$	$\frac{0-0,3}{0,1}$	$\frac{0,65-0,80}{0,75}$	$\frac{0,75-0,85}{0,78}$	$\frac{0,7-0,9}{0,83}$	$\frac{0,75-0,95}{0,88}$
С	Средне- и мелкозернистые песчаники	$\frac{12-27}{18}$	$\frac{0,7-150}{50}$	$\frac{0,1-0,6}{0,3}$	$\frac{0,05-0,4}{0,15}$	$\frac{0,6-0,75}{0,7}$	$\frac{0,65-0,80}{0,75}$	$\frac{0,65-0,88}{0,78}$	$\frac{0,7-0,9}{0,82}$
Д	Мелкозернистые песчаники	$\frac{9-23}{14}$	$\frac{0,3-100}{10}$	$\frac{0,2-0,5}{0,4}$	$\frac{0,1-0,4}{0,2}$	$\frac{0,45-0,6}{0,55}$	$\frac{0,5-0,75}{0,60}$	$\frac{0,6-0,77}{0,65}$	$\frac{0,65-0,8}{0,7}$

Примечание: K_A – коэффициент аномальности: $F_{ан} = K_A = \frac{P_{пл}}{P_{гидрост}}$ (1).

Основой для табл. 6 послужила табл. 5, а использованный способ оценки - классификация пласта согласно классификационных признаков и присвоение ему величины конечной газоотдачи пластов, соответствующей классу, к которому принадлежит рассматриваемый продуктивный пласт. Оценка коэффициента конечной газоотдачи в этом случае может выполняться как в попластовом (по каждому пласту в пределах площади залежи), так и в поточечном - в пределах каждого пересечения пласта скважиной. Факторы, темп отбора газа и сетка расположения скважин в статистическом анализе не участвовали.

Таблица 6

Переход от качественной характеристики литологического строения в количественную

Класс	Крупно- и грубозернистые песчаники	Средне- и разномзернистые песчаники	Средне- и мелкозернистые песчаники	Мелкозернистые песчаники
А	1	0	0	0
В	0	1	0	0
С	0	0	1	0
Д	0	0	0	1

Оценка выполняется в три этапа. На первом этапе продуктивный пласт классифицируется с использованием табл. 5 и 6 по методике, известной как «Метод Эвклидова

расстояния», и определяется его принадлежность к одному из классов А, В, С, Д [Каримов, Халисматов, Сманов, 2008; Методические рекомендации..., 2009].

На втором этапе согласно установленной принадлежности пласта к одному из указанных классов выбирается соответствующая классификационная табл. 7, в которой в каждом из указанных классов выделены по четыре подкласса, соответствующих изменению классификационных факторов неоднородности пластов $F_{н.п}$ по ФЕС (по пористости - $F_{пор}$, проницаемость - $F_{пр}$, остаточной водонасыщенности - $F_{ов}$, глинистости - $F_{гл}$), неоднородности пластов по толщине (коэффициент песчанистости) - $F_{пес}$), неоднородности пластов по строению (коэффициент расчлененности), которым принято взаимнооднозначное соответствие величины η_r в зависимости от изменения фактора $F_{эп}$.

Фактор $F_{эп}$, отражающий внутреннюю энергию пласта, определяется коэффициентом аномалийности K_A :

$$F_{эп} = K_A = \frac{P_{пл}}{P_{гидрост}} \quad (2),$$

где $P_{пл}$ - давление в пласте с учетом гипсометрического положения пласта в пределах залежи (ата); $P_{гидрост}$ - гидростатическое давление на гипсометрическом уровне пласта.

Фактор, отражающий внутреннюю энергию пласта, изменяется от 1 до 1,3 и разделен на 4 подкласса:

- 1 подкласс $1 \geq F_{эп} > 0,9$;
- 2 подкласс $1,1 \geq F_{эп} > 1,0$;
- 3 подкласс $1,2 \geq F_{эп} > 1,1$;
- 4 подкласс $1,3 \geq F_{эп} > 1,2$.

Фактор $F_{пор}$ - неоднородность пласта по пористости соответствует доле пористости эффективных пропластков в общей пористости пласта:

$$F_{пор} = \frac{K_{п1} \cdot \Sigma h_{эф}}{K_{п} \cdot H} \quad (3),$$

где $K_{п1}$ - открытия пористость продуктивного пласта; $K_{п}$ - средневзвешенная пористость продуктивного пласта; $\Sigma h_{эф}$ - суммарная эффективная толщина проницаемых прослоев; H - общая мощность пласта.

Фактор $F_{н.п.}$ изменяется от 0 до 1 и разделен на четыре подкласса:

- 1 подкласс $1 \geq F_{пор} > 0,7$;
- 2 подкласс $0,7 \geq F_{пор} > 0,5$;
- 3 подкласс $0,5 \geq F_{пор} > 0,3$;
- 4 подкласс $0,3 \geq F_{пор} > 0$.

$F_{пр}$ - неоднородность пласта по проницаемости отражает долю высокопроницаемых

пропластков в общей проницаемости продуктивного пласта. Диапазон изменения проницаемости газонасыщенных терригенных коллекторов составляет от 0,1 до 10000 мд, но, в основном, заключается в диапазоне 0,1-1000 мд. В табл. 7 представлены величины проницаемости и соответствующие им логарифмы, позволяющие привести изменения проницаемости к линейному виду.

Таблица 7

Перевод величины проницаемости и соответствующему ей логарифму к линейному виду

$K_{пр}$ мд	0,01	0,1	1	10	100	1000	10000
Логарифм, соответствующий проницаемости ($LK_{пр}$)	-2	-1	0	1	2	3	4

По величине $LK_{пр}$ фактор $F_{пр}$ можно разделить на 4 подкласса, в том числе для классов А и В:

- 1 подкласс $4 > F_{пр} \geq 3$;
- 2 подкласс $3 > F_{пр} \geq 2$;
- 3 подкласс $2 > F_{пр} \geq 1$;
- 4 подкласс $1 > F_{пр} \geq 0$;
- для классов С и Д, соответственно:
- 1 подкласс $2 \geq F_{пр} > 1$;
- 2 подкласс $1 \geq F_{пр} > 0,5$;
- 3 подкласс $0,5 \geq F_{пр} > 0$;
- 4 подкласс $0 \geq F_{пр} > -1$.

$F_{ов}$ - неоднородность по остаточной водонасыщенности определяет долю проницаемых пропластков с низкой остаточной водонасыщенностью, что свидетельствует об их высокой газонасыщенности.

В целом этот фактор определяется по средней водонасыщенности продуктивного пласта и изменяется от 0,01 до 0,5. Этот интервал можно разделить на четыре подкласса:

- 1 подкласс $0,1 \geq F_{ов} > 0,01$;
- 2 подкласс $0,2 \geq F_{ов} > 0,1$;
- 3 подкласс $0,3 \geq F_{ов} > 0,2$;
- 4 подкласс $0,5 \geq F_{ов} > 0,3$.

$F_{гл}$ - неоднородность пласта по глинистости определяет степень глинистости проницаемых пропластков продуктивного пласта. Изменяется в диапазоне 0-0,4, и этот диапазон можно разделить на 4 подкласса:

- 1 подкласс $0,1 > F_{гл} \geq 0$;
- 2 подкласс $0,2 > F_{гл} \geq 0,1$;

- 3 подкласс $0,3 > F_{\text{гл}} \geq 0,2$;

- 4 подкласс $0,4 > F_{\text{гл}} \geq 0,3$.

$F_{\text{пес}}$ - неоднородность пласта по толщине (коэффициент песчанистости) соответствует доле газонасыщенных толщин эффективных пропластков, из которых состоит продуктивный пласт (горизонт):

$$F_{\text{пес}} = \frac{\sum h_{\text{эф}}}{H_{\text{пл}}} \quad (4),$$

где $\sum h_{\text{эф}}$ - сумма эффективных толщин проницаемых пропластков в пласте; $H_{\text{пл}}$ - общая мощность пласта.

Фактор $F_{\text{пес}}$ изменяется от 1 до 0 и может быть разделен на 4 подкласса:

- 1 подкласс $1 \geq F_{\text{пес}} > 0,85$; в объеме продуктивного пласта, в основном, присутствуют прослои, относящиеся к гидродинамически связанным коллекторам (их доля - более 0,85);

- 2 подкласс $0,85 \geq F_{\text{пес}} > 0,5$; доля гидродинамически связанных коллекторов изменяется от 0,5 до 0,85;

- 3 подкласс $0,5 \geq F_{\text{пес}} > 0,3$, доля гидродинамически связанных коллекторов изменяется от 0,5 до 0,3, преобладают пропластки, относящиеся к прерывистым и сильно прерывистым коллекторам;

- 4 подкласс $0,3 \geq F_{\text{пес}} > 0$, гидродинамически связанные коллекторы в объеме пласта отсутствуют, преобладают сильно прерывистые коллекторы, на долю которых приходится от 50 до 100 % объема.

$F_{\text{р}}$ - неоднородность пласта по строению (коэффициент расчлененности) соответствует доле проницаемых пропластков (n_i) к общему числу пропластков в продуктивном пласте (N):

$$F_{\text{р}} = \frac{n_i}{N_i + n_i} \quad (5),$$

где n_i - число всех проницаемых пропластков в продуктивном пласте; N_i - число непроницаемых пропластков в продуктивном пласте.

Фактор $F_{\text{р}}$ изменяется от 0 до 1 и разделяется на четыре подкласса:

- 1 подкласс $1 \geq F_{\text{р}} > 0,7$;

- 2 подкласс $0,7 \geq F_{\text{р}} > 0,5$;

- 3 подкласс $0,5 \geq F_{\text{р}} > 0,3$;

- 4 подкласс $0,3 \geq F_{\text{р}} > 0$.

Значения геологических факторов терригенных коллекторов на коэффициент газоотдачи залежей юрских отложений приведены в табл. 8.

Подсчитав вышеперечисленные факторы, проведена классификация изучаемого пласта, используя табл. 9-12.

Таблица 8

**Значения геологических факторов, влияющих на газоотдачу терригенных коллекторов юрских отложений месторождения
Восточный Бердах-Учсай**

Юрские отложения	Литологическое строение в долях				Средняя пористость проницаемых прослоев, K_p , %	Открытая пористость, $K_{o.p.}$, %	Средняя проницаемость, $F_{пр}$, мД.	Средняя остаточная водонасыщенность, $F_{ов}$	Средняя глинистость, $F_{гл}$	Давление, ата		Суммарная мощность проницаемых прослоев, $h_{сф}$, м	Мощность пласта, $H_{пл}$, м	Неоднородность пласта по толщине (коэффициент песчанности), $F_{пес}$	Число проницаемых прослоев, n_i	Число непроницаемых прослоев, N_i
	Грубо-, крупнозернистые, А	Крупно-, среднезернистые, В	Средне-, мелкозернистые, С	Мелкозернистые, D						пластовое, $P_{пл}$	гидростатическое, $P_{гидр}$					
J ₃	0,1	-	0,75	0,15	15,8	13	78,1	0,75	0,13	261	210	213,45	536	0,69	16	7
J ₂	0,1	-	0,75	0,15	11,7	9,8	30,5	0,72	0,3	189	172	299,25	592	0,41	12	17

Таблица 9

Прогнозные коэффициенты газоотдачи для объектов класса А

Подкласс	Неоднородность($F_{н.п.}$) пласта по:						Внутренняя энергия пласта ($F_{эн}$)			
	пористости $F_{пор}$	проницаемости $F_{пр}$	остаточной водонасыщенности $F_{ов}$	глинистости $F_{гл}$	толщине (коэффициент песчанности) $F_{пес}$	строению (коэффициент расчлененности) F_p	0,9-1	1-1,1	1,1-1,2	1,2-1,3
A ₁	$\frac{0,7-1}{0,85}$	$\frac{4-3}{3,5}$	$\frac{0,01-0,1}{0,05}$	$\frac{0-0,1}{0,05}$	$\frac{0,85-1}{0,92}$	$\frac{0,7-1}{0,85}$	0,85	0,9	0,95	0,96
A ₂	$\frac{0,5-0,7}{0,6}$	$\frac{3-2}{2,5}$	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$	$\frac{0,5-0,85}{0,68}$	$\frac{0,5-0,7}{0,6}$	0,8	0,85	0,9	0,92
A ₃	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{2-1}{1,5}$	$\frac{0,2-0,3}{0,25}$	$\frac{0,2-0,3}{0,25}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	0,75	0,8	0,85	0,88
A ₄	$\frac{0,3-0}{0,15}$	$\frac{1-0}{0,5}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,3-0,4}{0,35}$	$\frac{0,3-0}{0,15}$	$\frac{0,3-0}{0,15}$	0,7	0,75	0,8	0,84

Таблица 10

Прогнозные коэффициенты газоотдачи для объектов класса В

Подкласс	Неоднородность($F_{н.п.}$) пласта по:						Внутренняя энергия пласта ($F_{эп}$)			
	пористости $F_{пор}$	проницаемости $F_{пр}$	остаточной водонасыщенности $F_{ов}$	глинистости $F_{гл}$	толщине (коэффициент песчанистости) $F_{пес}$	строению (коэффициент расчлененности) $F_{р}$	0,9-1	1-1,1	1,1-1,2	1,2-1,3
B_1	$\frac{0,7-1}{0,85}$	$\frac{4-3}{3,5}$	$\frac{0,01-0,1}{0,05}$	$\frac{0-0,1}{0,05}$	$\frac{0,85-1}{0,92}$	$\frac{0,7-1}{0,85}$	0,8	0,85	0,9	0,95
B_2	$\frac{0,5-0,7}{0,6}$	$\frac{3-2}{2,5}$	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$	$\frac{0,5-0,85}{0,68}$	$\frac{0,5-0,7}{0,6}$	0,75	0,8	0,85	0,9
B_3	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{2-1}{1,5}$	$\frac{0,2-0,3}{0,25}$	$\frac{0,2-0,3}{0,25}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	0,7	0,75	0,8	0,85
B_4	$\frac{0,3-0}{0,15}$	$\frac{1-0}{0,5}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,3-0,4}{0,35}$	$\frac{0,3-0}{0,15}$	$\frac{0,3-0}{0,15}$	0,65	0,7	0,75	0,8

Таблица 11

Прогнозные коэффициенты газоотдачи для объектов класса С

Подкласс	Неоднородность ($F_{н.п.}$) пласта по:						Внутренняя энергия пласта ($F_{эп}$)			
	пористости $F_{пор}$	проницаемости $F_{пр}$	остаточной водонасыщенности $F_{ов}$	глинистости $F_{гл}$	толщине (коэффициент песчанистости) $F_{пес}$	строению (коэффициент расчлененности) $F_{р}$	0,9-1	1-1,1	1,1-1,2	1,2-1,3
C_1	$\frac{0,7-1}{0,85}$	$\frac{2-1}{1,5}$	$\frac{0,01-0,1}{0,05}$	$\frac{0-0,1}{0,05}$	$\frac{0,85-1}{0,92}$	$\frac{0,7-1}{0,85}$	0,75	0,8	0,85	0,9
C_2	$\frac{0,5-0,7}{0,6}$	$\frac{1-0,5}{0,75}$	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$	$\frac{0,5-0,85}{0,68}$	$\frac{0,5-0,7}{0,6}$	0,7	0,75	0,8	0,85
C_3	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,5-0}{0,25}$	$\frac{0,2-0,3}{0,25}$	$\frac{0,2-0,3}{0,25}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	0,65	0,7	0,75	0,8
C_4	$\frac{0,3-0}{0,15}$	$\frac{0-(-1)}{-0,5}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,3-0,4}{0,35}$	$\frac{0,3-0}{0,15}$	$\frac{0,3-0}{0,15}$	0,6	0,65	0,7	0,75

Таблица 12

Прогнозные коэффициенты газоотдачи для объектов класса D

Подкласс	Неоднородность ($F_{н.п.}$) пласта по:						Внутренняя энергия пласта ($F_{эл}$)			
	пористости $F_{пор}$	проницаемости $F_{пр}$	остаточной водонасыщенности $F_{ов}$	глинистости $F_{гл}$	толщине (коэффициент песчанистости) $F_{пес}$	строению (коэффициент расчлененности) F_p	0,9-1	1-1,1	1,1-1,2	1,2-1,3
D ₁	$\frac{0,7-1}{0,85}$	$\frac{2-1}{1,5}$	$\frac{0,01-0,1}{0,05}$	$\frac{0-0,1}{0,05}$	$\frac{0,85-1}{0,92}$	$\frac{0,7-1}{0,85}$	0,6	0,65	0,7	0,75
D ₂	$\frac{0,5-0,7}{0,6}$	$\frac{1-0,5}{0,75}$	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$	$\frac{0,1-0,2}{0,15}$	$\frac{0,5-0,85}{0,68}$	$\frac{0,5-0,7}{0,6}$	0,55	0,6	0,65	0,7
D ₃	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,5-0}{0,25}$	$\frac{0,2-0,3}{0,25}$	$\frac{0,2-0,3}{0,25}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	0,5	0,55	0,6	0,65
D ₄	$\frac{0,3-0}{0,15}$	$\frac{0-(-1)}{-0,5}$	$\frac{0,3-0,5}{0,4}$	$\frac{0,3-0,4}{0,35}$	$\frac{0,3-0}{0,15}$	$\frac{0,3-0}{0,15}$	0,45	0,5	0,55	0,6

На третьем этапе, выбрав подкласс, к которому принадлежит исследуемый пласт, определен прогнозный коэффициент газоотдачи, используют фактор $F_{\text{эн}}$.

По классификации согласно табл. 5 (по ФЭС) пласт относится к классу С.

По формулам (2)-(5) рассчитаны факторы $F_{\text{эл.}}$, $F_{\text{пор.}}$, $F_{\text{пр.}}$, $F_{\text{ов.}}$, $F_{\text{гл.}}$, $F_{\text{пес.}}$, $F_{\text{р.}}$ и результаты занесены в табл. 13.

Таблица 13

Значение факторов, влияющих на коэффициент неоднородности пласта

№	Юрский пласт	Неоднородность($F_{\text{н.п.}}$) пласта по:						Внутренняя энергия пласта $F_{\text{эл}}$
		пористости $F_{\text{пор}}$	проницаемости $F_{\text{пр}}$	остаточной водонасыщенности $F_{\text{ов}}$	Глинистости $F_{\text{гл}}$	толщине (коэффициент песчанности) $F_{\text{пес.}}$	строению (коэффициент расчлененности) $F_{\text{р}}$	
1	J ₃	0,33	1,9	0,75	0,13	0,4	0,69	1,24
2	J ₂	0,42	1,5	0,72	0,3	0,5	0,41	1,09

Рассчитывается евклидово расстояние между изучаемым объектом Р и подклассами С₁, С₂, С₃, С₄, используя следующую формулу:

$$d[P, A(B, C, D)] = \sqrt{\sum_{i=1}^m (P_i - X_{iA(B, C, D)})^2} \quad (6),$$

где $X_{iA(B, C, D)}$ - средние значения i-го признака для образа А (В, С, Д): $i = 1, 2, \dots, m$.

В данном случае i признаки - это пористость (1 признак), проницаемость (2 признак), остаточная водонасыщенность (3 признак), глинистость (4 признак), литологическое строение (5 признак).

Выявления для коэффициента газоотдачи - J₃:

$$d(P, C_1) = \sqrt{(0,33 - 0,85)^2 + (1,9 - 1,5)^2 + (0,75 - 0,05)^2 + (0,13 - 0,05)^2 + (0,4 - 0,92)^2 + (0,69 - 0,85)^2} = 1,105$$

$$d(P, C_2) = \sqrt{(0,33 - 0,6)^2 + (1,9 - 0,75)^2 + (0,75 - 0,15)^2 + (0,13 - 0,15)^2 + (0,4 - 0,68)^2 + (0,69 - 0,6)^2} = 1,357$$

$$d(P, C_3) = \sqrt{(0,33 - 0,4)^2 + (1,9 - 0,25)^2 + (0,75 - 0,25)^2 + (0,13 - 0,25)^2 + (0,4 - 0,4)^2 + (0,69 - 0,4)^2} = 1,753$$

$$d(P, C_4) = \sqrt{(0,33 - 0,15)^2 + (1,9 - 0,5)^2 + (0,75 - 0,4)^2 + (0,13 - 0,35)^2 + (0,4 - 0,15)^2 + (0,69 - 0,15)^2} = 1,586$$

Из всех величин $d(P_1 \sum_{i=1}^4 C_i)$ наименьшая $d(PC_1)$. Следовательно, пласт относится к С классу С₁ подклассу, для которого при данном $F_1 = \frac{189}{172} = 1,098$, $\eta_r = 0,8$. По табл. 1 $\eta_r = 0,75$.

Расхождения $\Delta\eta_r = 0,80 - 0,75 = 0,05$; относительная погрешность $\delta_{\eta_i} = \frac{0,05}{0,80} 100\% = 6,25\%$. Что существенно ниже ошибок определения входящих параметров.

Выявления для коэффициента газоотдачи - J₂:

$$d(P, C_1) = \sqrt{(0,42 - 0,85)^2 + (1,5 - 1,5)^2 + (0,72 - 0,05)^2 + (0,3 - 0,05)^2 + (0,5 - 0,92)^2 + (0,41 - 0,85)^2} = 1,317$$

$$d(P, C_2) = \sqrt{(0,42 - 0,6)^2 + (1,5 - 0,75)^2 + (0,72 - 0,15)^2 + (0,3 - 0,15)^2 + (0,5 - 0,68)^2 + (0,41 - 0,6)^2} = 1,005$$

$$d(P, C_3) = \sqrt{(0,42 - 0,4)^2 + (1,5 - 0,25)^2 + (0,72 - 0,25)^2 + (0,3 - 0,25)^2 + (0,5 - 0,4)^2 + (0,41 - 0,4)^2} = 1,340$$

$$d(P, C_4) = \sqrt{(0,42 - 0,15)^2 + (1,5 - (-0,5))^2 + (0,72 - 0,4)^2 + (0,3 - 0,35)^2 + (0,5 - 0,15)^2 + (0,41 - 0,15)^2} = 2,089$$

Из всех величин $d(P_1 \sum_{i=1}^4 C_i)$ наименьшая - $d(PC_2)$. Следовательно, пласт относится к классу С подклассу C_2 , для которого при данном $F_1 = \frac{261}{210} = 1,24$ $\eta_r=0,85$. По табл. 1 $\eta_r=0,82$. Расхождения $\Delta \eta_r=0,85-0,82=0,03$; относительная погрешность $\delta_{\eta_i} = \frac{0,03}{0,85} 100\% = 3,52\%$. Что существенно ниже ошибок определения входящих параметров.

Вывод

Таким образом, анализ показал, что из перечисленных факторов по степени их значимости на первый план выступает геологический фактор (неоднородности пласта и внутренняя энергия пласта и др). Определение конечной газоотдачи носит этапный характер.

Литература

Абдуллаев Г.С., Богданов А.Н., Эйдельмант Н.К. Современное состояние и перспективы развития геологоразведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе Республики Узбекистан // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2019. - Т.14. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/2019/10_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2019

Абдуллаев Г.С., Хегай Д.Р., Юлдашева М.Г. Определение направления поисково-разведочных работ на нефть и газ в Устюртском регионе в условиях дефицита фонда подготовленных нефтегазоперспективных объектов // Теоретические и практические аспекты нефтегазовой геологии Центральной Азии и пути решения современных проблем отрасли: материалы междунар. научно-практической конференции. - Ташкент, 2009. - С.71-73.

Абидов А.А., Халисматов И.Х., Бурлуцкая И.П. Подсчет извлекаемых запасов природного газа на месторождениях углеводородов-основа для внедрения ресурсосберегающих технологий разработки // Узбекский журнал «Проблемы энерго- и ресурсосбережения». - 2005. - С.31-36.

Ахмедов П.У., Муминов А.С. Обоснование нижних пределов пористости и проиницаемости терригенных коллекторов средне юрских отложений месторождения Восточный Бердах // Узбекский журнал нефти и газа. - 2005. - №2. - С.12-17.

Бегметов Э.Ю., Халисматов И.Х., Гом С.Ю. О совершенствовании геологоразведочных работ в Устюртском регион в связи со сложностью геологического строения месторождений (на примере месторождения Восточный Бердах-Учсай) // Теоретические и практические

аспекты нефтегазовой геологии Центральной Азии и пути решения современных проблем отрасли: материалы междунар. научно-практической конференции. - Ташкент, 2009. - С.102-122.

Богданов А.Н., Хмыров П.В. История развития и современное состояние сырьевой базы углеводородов Устюртского региона // Нефтегазовая геология. Теория и практика. - 2022. - Т.17. - №1. - http://www.ngtp.ru/rub/2022/4_2022.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2022

Васильев Ю.Н., Ильницкая В.Г. Основные факторы, влияющие на коэффициент конечной газоотдачи // Вести газовой науки. - 2014. - №3(19). - С.116-120.

Закиров Р., Халисматов И., Закиров А. Типы коллекторов терригенных и карбонатных отложений доюрского комплекса Устюрта по данным исследования керна // Тенденции и перспективы развития науки и образования в условиях глобализации: материалы международной научно-практической интернет-конференции (г. Переяслав, Украина, 26 ноября 2021 г.). - 2021. - Вып.77. - С. 21-24.

Каримов А.К., Халисматов И.Х., Сманов А. Анализ геолого-геофизических материалов и обобщение результатов разработки месторождений Устюртского нефтегазоносность регионов с целью уточнения конечной газоотдачи // Узбекский журнал нефти и газа. - 2008. - №4. - С. 78-81.

Контроль за разработкой газовых и газоконденсатных месторождений / Г.В. Рассохин, И.А. Леонтьев, В.И. Петренко, Н.И.Белый. - Москва: Недра, 1979. - 273 с.

Мараков Д.А. Создание методов определения коэффициентов газоотдачи неоднородных залежей при разработке месторождений с различными интенсивностями отбора вертикальными и горизонтальными скважинами // Автореферат дис. ... кандидата технических наук; Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И.М. Губкина. - Москва, 2005. - 31 с.

Методические рекомендации по оценке конечной газоотдачи сложно построенных продуктивных терригенных коллекторов / И.Х. Халисматов, А.А. Абидов, Т.Л. Бабаджанов. - Ташкент: НХК«Узбекнефтегаз», 2009. - 34 с.

Саакова Ю., Халисматов И., Закиров Р.Т., Агзамов Ж.Ш. Оценка конечной газоотдачи терригенных продуктивных пластов при использовании вероятностно-статистических методов // WORD Science expo 2016 Methodology of Modern Research: International scientific and Practical Conference (28-29 March 2016 Dubai UAE).

Савченко В.В. Создание методов повышения газоотдачи залежей природных газов с учетом применения геолого-промысловых данных // Диссертация ... доктора технических наук. - Москва, 1994. - 44 с.

Султанов И.А. Газоотдача - один из основных показателей эффективности разработки

месторождений // Нефтяное хозяйство. - 2001. - №1. - С.17.

Халисматов И., Закиров Р.Т., Саакова Ю.Л. Учет коэффициента извлечения газа при подсчете запасов на газовых и газоконденсатных месторождениях // Узбекский журнал Нефти и газа. - 2016. - №4. - С.25-31.

Халисматов И.Х., Бурлуцкая И.П., Гом С.Ю. Определение коэффициента газоотдачи терригенных коллекторов на стадии поисковых работ // Проблемы энерго- и ресурсосбережения. - 2009. - №3-4. - С.80-83.

Халисматов И.Х., Бурлуцкая И.П., Гом С.Ю., Ботирова Н. Определение коэффициента газоотдачи терригенных коллекторов на стадии разведки месторождения и проектирований разработки // Узбекский журнал Нефти и газа. - 2010. - №1. - С.76-81.

Халисматов И.Х., Бурлуцкая И.П., Сагайдачная О.С. Анализ геолого-геофизических материалов и результатов разработки месторождений Устюртского нефтегазоносного региона с целью уточнения конечной газоотдачи // Теоретические и практические аспекты нефтегазовой геологии Центральной Азии и пути решения современных проблем отрасли: материалы междунар. научно-практической конференции. - Ташкент, 2009. - С. 122-124.

Халисматов И.Х., Закиров Р.Т., Шомуродов Ш.Э., Исанова Р.Р., Курбонов Э.Ш. Особенности фильтрационно-емкостных свойств сложно построенных продуктивных юрских терригенных коллекторов Устюртского нефтегазоносного региона // Известия УГГУ. - 2021а. - №3(63). - С.34-44. - <https://www.iuggu.ru/download/2021/3-63-2021.pdf>

Халисматов И.Х., Закиров Р.Т., Шомуродов Ш.Э., Махмудов Х.Ф., Исанова Р.Р. Газ ва газоконденсат конларидаги коллекторларни махсулот ресурсларни тежаш асосидир // Энерго- и ресурсосбережения: новые исследования, технологии и инновационные подходы: материалы международной конференции (г. Карши, 2021 г.). - 2021б. - С.26-31.

Халисматов И.Х., Махмудов Н.Н., Закиров Р.Т., Шомуродов Ш.Э., Исанова Р.Р., Курбонов Э.Ш. Оценка конечной газоотдачи продуктивных пластов юрских коллекторов по месторождениям Судочьего прогиба // Газовая промышленность. - 2021в. - №8. - С. 54-60. - <https://neftegas.info/upload/uf/eb7/eb7bcdca1d0907e898eeabdcda04738c.pdf>

Khalismatov I., Makhmudov N.N., Zakirov R.T., Shomurodov Sh.E., Isanova R.R., Kurbonov E.Sh., Shukurullaeva S.U. Gas recovery of Jurassic terrigenous reservoirs of the Sudochiy trough of the Ustyurt oil and gas region // Technical science and innovation. - 2021. - №3(09). - P.107-117. - <https://uzjournals.edu.uz/btstu/>

Khalismatov I.Kh., Makhmudov N.N., Zakirov R.T., Shomurodov Sh.E., Isanova R.R.

Tashkent State Technical University named after Islom Karimova, Tashkent, Uzbekistan,
xalismatov.irmuxmad@mail.ru, Nazrullo1966@mail.ru, r.t_zakirov@mail.ru,
Shomurodovshohboz@mail.ru, rakhima.isanova@gmail.com

GEOLOGICAL ASPECTS INFLUENCING THE FINAL GAS RECOVERY FACTOR OF VOSTOCHNY BERDAKH-UCHSAY FIELD

Depending on the peculiarities of the geological, hydrogeological, technical and economic conditions for the development of gas and gas condensate fields in the Ustyurt petroleum region, the final gas recovery from terrigenous Jurassic reservoirs can vary widely.

The increase in the final gas recovery is one of the main issues of the rational development of gas and gas condensate fields and depends on geological and technological factors.

Keywords: *Jurassic terrigenous reservoirs, gas recovery factor, Vostochny Berdakh-Uchsay field, Ustyurt petroleum region.*

References

Abdullaev G.S., Bogdanov A.N., Eydel'nant N.K. *Sovremennoe sostoyanie i perspektivy razvitiya geologorazvedochnykh rabot na neft' i gaz v Ustyurtskom regione Respubliki Uzbekistan* [Current state and development prospects of exploration activity for oil and gas in the Ustyurt region (Uzbekistan)]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2019, vol. 14, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2019/10_2019.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/10_2019

Abdullaev G.S., Khegay D.R., Yuldasheva M.G. *Opredelenie napravleniya poiskovo-razvedochnykh rabot na neft' i gaz v Ustyurtskom regione v usloviyakh defitsita fonda podgotovlennykh neftegazoperespektivnykh ob"ektov* [Determining the direction of prospecting and exploration for oil and gas in the Ustyurt region in the instance of a shortage of prepared oil and gas promising facilities]. *Teoreticheskie i prakticheskie aspekty neftegazovoy geologii Tsentral'noy Azii i puti resheniya sovremennykh problem otrasli: materialy mezhdun. nauchno-prakticheskoy konferentsii*, Tashkent-2009, pp.71-73.

Abidov A.A., Khalismatov I.Kh., Burlutskaya I.P. *Podschet izvlekaemykh zapasov prirodnogo gaza na mestorozhdeniyakh uglevodorodov-osnova dlya vnedreniya resursosberegayushchikh tekhnologiy razrabotki* [Calculation of recoverable reserves of natural gas in hydrocarbon fields is the basis for the introduction of resource-saving development technologies]. *Uzbekskiy zhurnal «Problemy energo- i resursosberezheniya»*, 2005, pp.31-36.

Akhmedov P.U., Muminov A.S. *Obosnovanie nizhnikh predelov poristosti i proinitsaemosti terrigennykh kollektorov sredne yurskikh otlozheniy mestorozhdeniya Vostochnyy Berdakh* [Justification of the lower limits of porosity and permeability of terrigenous reservoirs of the Middle Jurassic of the Vostochny Berdakh field]. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*, 2005, no. 2, pp.12-17.

Begmetov E.Yu., Khalismatov I.Kh., Gom S.Yu. *O sovershenstvovanii geologorazvedochnykh rabot v Ustyurtskom region v svyazi so slozhnost'yu geologicheskogo stroeniya mestorozhdeniy (na primere mestorozhdeniya Vostochnyy Berdakh-Uchsay)* [On the improvement of exploration activity in the Ustyurt region due to the complexity of the geological structure of accumulations (on the example of the Vostochny Berdakh-Uchsay field)]. *Teoreticheskie i prakticheskie aspekty neftegazovoy geologii Tsentral'noy Azii i puti resheniya sovremennykh problem otrasli: materialy mezhdunar. nauchno-prakticheskoy konferentsii*, Tashkent, 2009, pp.102-122.

Bogdanov A.N., Khmyrov P.V. *Istoriya razvitiya i sovremennoe sostoyanie syr'evoy bazy uglevodorodov Ustyurtskogo regiona* [History of development and current state of the hydrocarbon resource base economy of the Ustyurt region]. *Neftegazovaya Geologiya. Teoriya i Praktika*, 2022, vol. 17, no. 1, available at: http://www.ngtp.ru/rub/2022/4_2022.html. DOI: https://doi.org/10.17353/2070-5379/4_2022

Karimov A.K., Khalismatov I.Kh., Smanov A. *Analiz geologo-geofizicheskikh materialov i obobshchenie rezul'tatov razrabotki mestorozhdeniy Ustyurtskogo neftegazonosnost' regionov s*

tsel'yu utochneniya konechnoy gazootdachi [Analysis of geological and geophysical data and generalization of the results of the development of the Ustyurt oil and gas fields in the regions in order to clarify the final gas recovery]. *Uzbekskiy zhurnal nefti i gaza*, 2008, no. 4, pp. 78-81.

Khalismatov I., Makhmudov N.N., Zakirov R.T., Shomurodov Sh.E., Isanova R.R., Kurbonov E.Sh., Shukurullaeva S.U. Gas recovery of Jurassic terrigenous reservoirs of the Sudochiy trough of the Ustyurt oil and gas region. *Technical science and innovation* 2021, no. 3(09), pp.107-117, <https://uzjournals.edu.uz/btstu/>

Khalismatov I., Zakirov R.T., Saakova Yu.L. *Uchet koeffitsienta izvlecheniya gaza pri podschete zapasov na gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniyakh* [Accounting for the gas recovery factor when calculating reserves in gas and gas condensate fields]. *Uzbekskiy zhurnal Nefti i gaza*, 2016, no.4, pp.25-31.

Khalismatov I.Kh., Burlutskaya I.P., Gom S.Yu. *Opreделение коэффициента газотдачи терригенных коллекторов на стадии поисковых работ* [Determination of the gas recovery factor of terrigenous reservoirs at the stage of prospecting]. *Problemy energo- i resursoberezheniya*, 2009, no. 3-4, pp. 80-83.

Khalismatov I.Kh., Burlutskaya I.P., Gom S.Yu., Botirova N. *Opreделение коэффициента газотдачи терригенных коллекторов на стадии разведки месторождений и проектирования разработки* [Determination of the gas recovery factor of terrigenous reservoirs at the stage of field exploration and development design]. *Uzbekskiy zhurnal Nefti i gaza*, 2010, no. 1, p. 76-81.

Khalismatov I.Kh., Burlutskaya I.P., Sagaydachnaya O.S. *Analiz geologo-geofizicheskikh materialov i rezul'tatov razrabotki mestorozhdeniy Ustyurtskogo neftegazonosnogo regiona s tsel'yu utochneniya konechnoy gazootdachi* [Analysis of geological and geophysical data and results of field development in the Ustyurt oil and gas region in order to clarify the final gas recovery]. *Teoreticheskie i prakticheskie aspekty neftegazovoy geologii Tsentral'noy Azii i puti resheniya sovremennykh problem otrasli: materialy mezhdunar. nauchno-prakticheskoy konferentsii*, Tashkent, 2009, pp. 122-124.

Khalismatov I.Kh., Makhmudov N.N., Zakirov R.T., Shomurodov Sh.E., Isanova R.R., Kurbonov E.Sh. *Otsenka konechnoy gazootdachi produktivnykh plastov yurskikh kolektorov po mestorozhdeniyam Sudoch'ego progiba* [Estimation of the ultimate gas recovery of the productive formations of the Jurassic reservoirs in the fields of the Sudoch trough]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2021c, no.8, pp.54-60, <https://neftegas.info/upload/uf/eb7/eb7bcdca1d0907e898eeabdcda04738c.pdf>

Khalismatov I.Kh., Zakirov R.T., Shomurodov Sh.E., Isanova R.R., Kurbonov E.Sh. *Osobennosti fil'tracionno-emkostnykh svoystv slozhno postroennykh produktivnykh yurskikh terrigennykh kolektorov Ustyurtskogo neftegazonosnogo regiona* [Features of filtration - reservoir properties of complexly built productive Jurassic terrigenous reservoirs of the Ustyurt oil and gas region]. *Izvestiya UGGU*, 2021a, no. 3 (63), pp. 34-44, <https://www.iuggu.ru/download/2021/3-63-2021.pdf>

Khalismatov I.Kh., Zakirov R.T., Shomurodov Sh.E., Makhmudov Kh.F., Isanova R.R. *Gazootdacha kolektorov gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy - osnova resursoberezheniya* [Gas recovery of kolektorov gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy - osnova resursoberezheniya]. *Energo- i resursoberezheniya: novye issledovaniya, tekhnologii i innovatsionnye podkhody: materialy mezhdunarodnoy konferentsii (Karshi, 2021)*, 2021b, pp.26-31.

Kontrol' za razrabotkoy gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy [Control over the development of gas and gas condensate fields]. G.V. Rassokhin, I.A. Leont'ev, V.I. Petrenko, N.I. Belyy, Moscow: Nedra, 1979, 273 p.

Marakov D.A. *Sozдание metodov opredeleniya koeffitsientov gazootdachi neodnorodnykh zalezhey pri razrabotke mestorozhdeniy s razlichnymi intensivnostyami otbora vertikal'nykh i gorizontal'nykh skvazhinami* [Creation of methods for determining the gas recovery factor of heterogeneous deposits in the development of fields with different extraction rates by vertical and horizontal wells]. *Avtoreferat dis. ... kandidata tekhnicheskikh nauk*, Moscow, 2005, 31 p.

Metodicheskie rekomendatsii po otsenke konechnoy gazootdachi slozhno postroennykh produktivnykh terrigennykh kolektorov [Guidelines for assessing the final gas recovery of complexly

structuted productive terrigenous reservoirs]. I.Kh. Khalismatov, A.A. Abidov, T.L. Babadzhanov, Tashkent, NKhK«Uzbeknefgaz», 2009.

Saakova Yu., Khalismatov I., Zakirov R.T., Agzamov Zh.Sh. *Otsenka konechnoy gazootdachi terrigennykh produktivnykh plastov pri ispol'zovanii veroyatnostno-statisticheskikh metodov* [Evaluation of the final gas recovery of terrigenous productive and composition when using probability by statistical methods]. WORD Science expo 2016 Methodology of Modern Research: International scientific and Practical Conference (28-29 March 2016, Dubai, UAE).

Savchenko V.V. *Sozdanie metodov povysheniya gazootdachi zalezhey prirodnnykh gazov s uchetom primeneniya geologo-promyslovykh dannyykh* [Creation of methods for increasing gas recovery of natural gas accumulations taking into account the use of geological and field data]. Dissertatsiya ... doktora tekhnicheskikh nauk, Moscow: 1994, 44 p.

Sultanov I.A. *Gazootdacha - odin iz osnovnykh pokazateley effektivnosti razrabotki mestorozhdeniy* [Gas recovery is one of the main indicators of the efficiency of field development]. Neftyanoe khozyaystvo, 2001, no. 1, p. 17.

Vasil'ev Yu.N., Il'nitskaya V.G. *Osnovnye faktory, vliyayushchie na koeffitsient konechnoy gazootdachi* [The main aspects influencing the final gas recovery factor]. Vesti gazovoy nauki, 2014, no.3 (19), pp. 116-120.

Zakirov R., Khalismatov I., Zakirov A. *Tipy kollektorov terrigennykh i karbonatnykh otlozheniy doyurskogo kompleksa Ustyurta po dannym issledovaniya kerna* [Reservoir types of terrigenous and carbonate of the pre-Jurassic complex of Ustyurt according to core study data]. Tendentsii i perspektivy razvitiya nauki i obrazovaniya v usloviyakh globalizatsii: materialy mezhdunarodnoy nauchno-prakticheskoy internet-konferentsii (26 Nov 2021, Pereyaslav, Ukraina). 2021, issue 77, pp. 21-24.

© Халисмагов И.Х., Махмудов Н.Н., Закиров Р.Т., Шомуродов Ш.Э., Исанова Р.Р., 2022

