

ОБОСНОВАНИЕ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОГО СТРОЕНИЯ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ДОРАЗВЕДКИ И РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-КОММУНАРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

М.А. Лобусев, А.В. Бочкарев*, Г.Ю. Рачкова

Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия

По мере совершенствования средств сейсморазведки и методологических основ геологической интерпретации геологических данных бурения скважин различного назначения и других видов исследований для значительной части разрабатываемых месторождений в Самарской области повышается достоверность структуры геологических и извлекаемых запасов нефти и газа. Усложнение структуры и многократные пересчеты запасов на ряде месторождений происходят по причине ввода в разработку неразведанных до необходимых кондиций сложных по геологическому строению месторождений и лицензионных участков. На примере Западно-Коммунарского месторождения показано, как с ростом его изученности становится более сложным его геологическое строение. Так, нефтяная залежь в пластах нижнепашийских отложений согласно созданной интегрированной модели имеет горизонтальные положения, но с различными уровнями водонефтяного контакта в смежных блоках, разделенными сбросами. Обоснование разрывных нарушений, намеченных, но не прослеженных в силу их неопределенности по сейсмическим данным, и определение их основных характеристик выполнено путем стратиграфической корреляции разрезов скважин с использованием правил проективной геометрии и подтверждено другими традиционными методическими приемами. С каждой новой тектонической подвижкой по сбросо-сдвигу параллельно ему формируется присбросовая трещиноватость пород как отражение геодинамических напряжений и энергоемких процессов при сбросе и сдвиге пород по плоскости сместителя нарушения. Присбросовые закономерные изменения трещиноватости пород и зависимость продуктивности скважин от места их нахождения по отношению к дизъюнктиву позволяют прогнозировать широтную зональность коллекторов в присбросовой области: трещинного, порово-трещинного, трещинно-порового и порового типов. Такой диалектический процесс движения к реальной модели месторождения обеспечивает достоверность и надежность уточненных запасов и обновленных технологических документов на разработку месторождений.

Ключевые слова: сбросо-сдвиг, разрывное нарушение, продуктивность скважины, разломно-блоковая модель, методы выявления разрывных нарушений, водонефтяной контакт

DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.19>

Для цитирования: Лобусев М.А., Бочкарев А.В., Рачкова Г.Ю. Обоснование разломно-блокового строения для эффективной доразведки и разработки Западно-Коммунарского месторождения. *Георесурсы*. 2017. Т. 19. № 3. Ч. 2. С. 272-278. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.19>

Введение

По мере совершенствования средств сейсморазведки и методологических основ геологической интерпретации геологических данных бурения скважин различного назначения и других видов исследований для значительной части разрабатываемых месторождений в Самарской области повышается достоверность структуры геологических и извлекаемых запасов нефти и газа. Усложнение структуры и многократные пересчеты запасов на ряде месторождений происходит по причине ввода в разработку неразведанных до необходимых кондиций сложных по геологическому строению месторождений и лицензионных участков (Аширов и др., 2001). В результате на стадии разработки за счет бурения большого числа добывающих скважин уточняется (иногда кардинально) строение сложностроенных залежей УВ. Такой диалектический процесс движения к реальной модели месторождения обеспечивает достоверность и надежность уточненных запасов и обновленных технологических документов на разработку месторождений.

Краткий геологический очерк месторождения

В региональном плане по поверхности кристаллического фундамента и терригенному девону месторождение приурочено к западной бортовой части Бузулукской впадины. В геологическом строении месторождения принимают участие отложения девонского, каменноугольного, пермского, неогенового и четвертичного возрастов, залегающих на поверхности кристаллического фундамента архейского возраста. Общая толщина осадочного чехла достигает 3290 м. Продуктивные старооскольский и пашийский горизонты сложены песчаниками, переслаивающимися с алевролитами и глинистыми породами. Песчаники кварцевые, мелкозернистые. Продуктивность песчаников связывается с пластами Д-1, Д-II, Д-III. Рассматриваемая залежь в пласте Д-III (общей толщиной 11,0...31,4 м) залегаёт на средней глубине 3187 м.

Западно-Коммунарское месторождение расположено в пределах Кинельского района Самарской области. Детальное изучение особенностей его геологического строения проводилось с целью создания по возможности достоверной геолого-гидродинамической модели и обоснования реальных показателей в предстоящих технологических документах на его разработку.

*Ответственный автор: Анатолий Владимирович Бочкарев
E-mail: anatolybochkarev@gmail.com

Ранее при недостаточной степени изученности месторождения рассматриваемые продуктивные пласты залежи моделировались в пликативном варианте с наклонным водонефтяным контактом (ВНК) (погружение в западном направлении). По данным сейсморазведки уверенно выделяются и отражены на результирующих структурных картах сбросы север-северо-восточного простирания, ограничивающих залежь в ловушке структурно-тектонического типа. Предположительно этот сброс сопровождают (оперяют) разрывные нарушения с незначительной амплитудой смещения пород по плоскости сместителя нарушения. Фрагментарное прослеживание данных сбросов, а также малые значения амплитуды их смещения в плоскости сместителя разрывных нарушений на ряде участков были ниже порога чувствительности средств сейсморазведки. По этой причине большая часть разрывных нарушений не представлена на картах по отражающим горизонтам (Рис. 1).

После бурения поисково-разведочных и эксплуатационных скважин неоднократно уточнялись представления о геологическом строении месторождения, ввиду более сложного (блокового) строения нефтяных залежей. Начался и продолжается процесс многовариантного изучения залежей, включая ручные и компьютерные реконструкции структурных планов осадочного чехла, в том числе и в представленном ниже разломно-блоковом варианте.

Соотношение структурных планов фундамента и платформенного чехла

В формировании тектоники осадочного чехла решающую роль сыграл кристаллический фундамент, сложенный высоко метаморфизованными магматическими

и осадочными породами архея и нижнего протерозоя. Фундамент разбит многочисленными разломами на блоки различной формы и размера. В отложениях фундамента и платформенного чехла в пределах площади исследований выделены две ортогональные друг другу системы нарушений древнего заложения: субширотного и близ-меридианального простирания. Движение блоков по разломам прямо или косвенно влияют на образование таких тектонических структур как грабенообразные прогибы и горстовидные приподнятые зоны (Рис. 2). Установлен целый ряд признаков проявления разломной тектоники и тектонических движений пород по разломам (крутое падение пород, повторение горизонтов в разрезе, развитие трещиноватости в породах, появление вулканических внедрений среди осадочных отложений, наличие линейных магнитных и гравитационных аномалий и т.д.). Наличие четко выраженных разрывных нарушений устанавливается во всем разрезе терригенных отложений девона в зонах девонских грабенообразных прогибов (Шашель, 1998).

Главным тектоническим фактором, контролирующим морфологию структурных элементов грабенов, являются узкие, линейные, субширотные и параллельные сбросо-сдвиги, которые ограничивают их и являются бортами. Плоскости сместителей сбросо-сдвигов направлены навстречу друг другу и имеют крутое падение, являясь продолжениями дизъюнктивов в фундаменте.

Как показали подобные исследования в других регионах, совместный подход к моделированию залежей УВ, с точки зрения геологии и разработки, позволяет более точно подойти к моделированию границ залежей, оценке запасов УВ и оптимальному размещению добывающих скважин (Бочкарев, Бочкарев, 2016; Карпов, 2011; Копылов и др., 2015; Лобусев и др., 2014б).

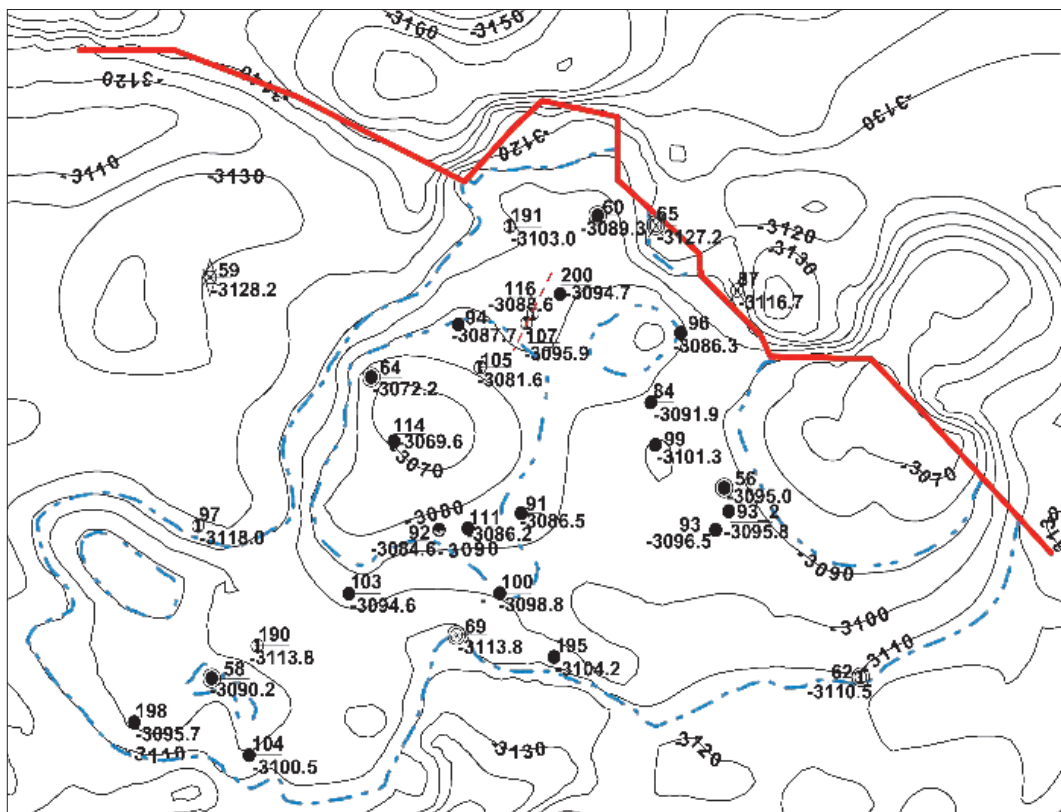


Рис. 1. Структурная карта по кровле продуктивного пласта Д-III старооскольского горизонта в пликативном варианте

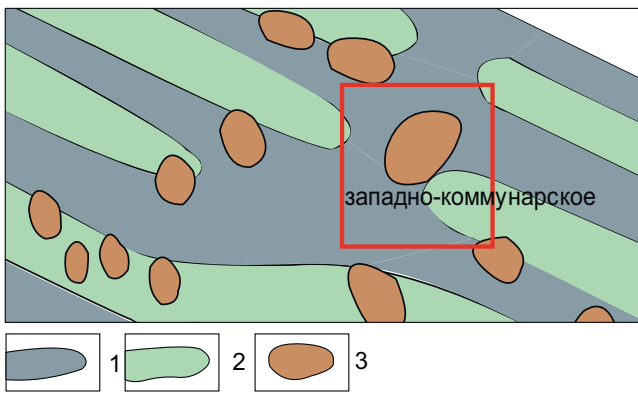


Рис. 2 – Фрагмент карты тектонического и нефтегеологического районирования Самарской области (район расположения Западно-Коммунарского месторождения). 1 – девонские грабенообразные прогибы; 2 – горстовидные приподнятые зоны; 3 – нефтяные месторождения.

Новая геологическая модель залежи

По мере возрастания объемов бурения и применения новых модификаций геофизических работ, стало выявляться более сложное, чем это представлялось на ранних этапах исследований, строение месторождения. Ниже выполнено уточнение структурно-тектонического строения месторождения путем анализа результирующих

материалов сейсморазведки по отражающим горизонтам, максимально приближенных к продуктивным пластам, а также путем использования стандартных методов установления и трассирования разрывных нарушений (проективной геометрии, профилей и другие) (Бочкарев, Бочкарев, 2016 ; Карпов, 2011).

При корреляции отложений особое внимание уделялось тем частям разреза отложений, где происходило резкое изменение толщин в узком межскважинном пространстве по линейным зонам неуверенной интерпретации (потери чувствительности) дизъюнктивной тектоники по сейсмическим данным. В анализе участвовали 35 скважин. В местах предполагаемого прослеживания сбросов привлекались смежные пары скважин по разные стороны от нарушения. В качестве примера выделения сбросов и грабенообразных структурных элементов выбраны пары скважин №№107-116 и №№127/2-56.

Линией сопоставления для привязки анализируемых толщин служил региональный репер А «остракодовый известняк», отличающийся по литологическому составу от выше- и нижележащих отложений, выдержанный по толщине и по площади и четко фиксируемый на диаграммах ГИС. На геологических профилях выбранных пар анализируемых скважин выделены границы кровли и подошвы сравниваемых продуктивных пластов (Рис. 3).

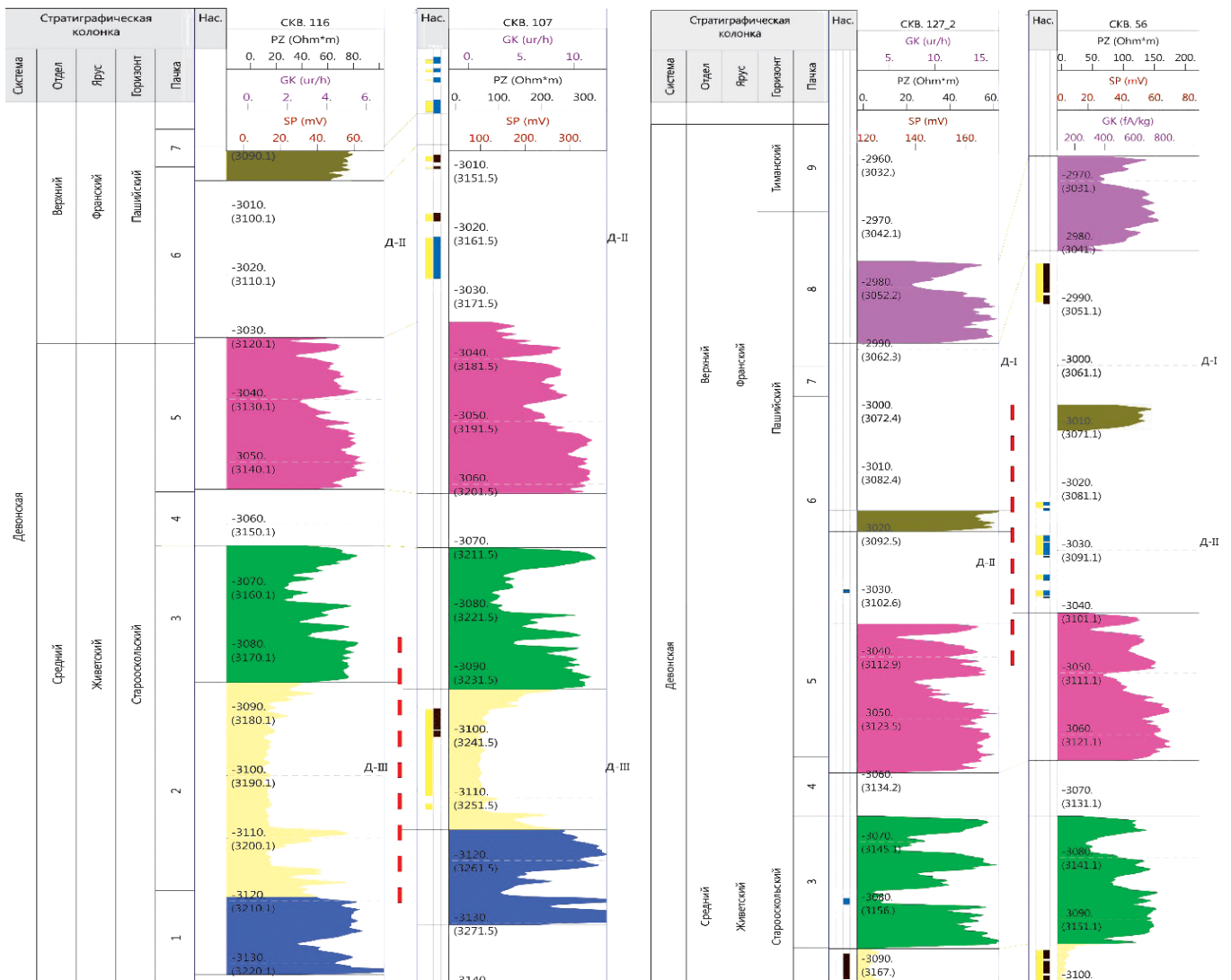


Рис. 3. Корреляция хроностратиграфических реперов продуктивного пласта Д-III в парных скважинах №116 – №107 и №127_2 – №56

Для корреляции пласта Д-III старооскольского горизонта в качестве реперной поверхности были использованы муллинские глины и «остракодовый известняк», которые четко прослеживаются по всей площади и имеют характерную конфигурацию кривых ГИС. Пачка 1 (Рис. 3) представлена преимущественно глинистыми породами и алевролитами. Пачка 2 соответствует пласту Д-III, который представлен песчаниками и алевролитами и уверенно выделяется на фоне вмещающих пород. Покрышкой пласта Д-III служат вышележащая толща глин (пачка 3). Толщина пласта Д-III изменяется от 22.8 до 37.6 м. Пачка 4 соответствует региональному реперу «остракодовый известняк», для которого типичны высокие показания методов сопротивления и НГК, а также пониженные показания метода ГК. Верхняя часть живетского яруса представлена глинистыми отложениями (пачка 5), которые характеризуются региональной выдержанностью. На диаграммах ГИС эти отложения выделяются по высоким показаниям ГК и ПС, низкому сопротивлению. Отложения пашийского горизонта, преимущественно сложенные песчаниками и алевролитами с прослоями глин, разделены на пачки 6...9. К пачке 6 относят коллекторы пласта Д-II, к пачке 8 – пласта Д-I. Раздел между пластами Д-I и Д-II представлен глинистой пачкой, уверенно выделяемой по каротажным диаграммам (пачка 7). Покрышкой пласта Д-I служат глины (пачка 9).

Для установления и подтверждения в межскважинном пространстве рассматриваемой территории разрывных нарушений, представленных сбросами и сбросо-сдвигами, привлекался предложенный канадским геологом Т.Б. Хейтсом метод проективной геометрии, основанный на правиле «сложного отношения четырех точек», а также другие методические приемы. Анализировались абсолютные отметки кровли и подошвы одних и тех же пластов в двух смежных скважинах, между которыми предполагалось наличие дизъюнктива. Точки, находящиеся в проективном отношении, при соответствующем соединении образуют пучок прямых линий, пересекающихся по «закону Хейтса» в одной точке М, которая называется центром проектирования, а соединение «четырёх точек»

представляет собой искомую временную хроностратиграфическую корреляцию разрезов двух соседних скважин (Бочкарев, Бочкарев, 2016; Копылов и др., 2015; Лобусев и др., 2014а).

Метод проективного отношения «четырёх точек» выявляет интервалы разреза, имеющие различные толщины в исследуемых скважинах. При этом увеличение толщины наблюдается в опущенном блоке, что характерно для конседиментационных сбросов.

Наличие двух центров проектирования М1 и М2 в результате соединения хроностратиграфических реперов, является прямым указанием на наличие тектонических нарушений. Для пары скважин, между которыми отсутствует разрывное нарушение, по правилу соединения «четырёх точек» получается в лучшем случае только один центр проектирования М. Результаты корреляции продуктивных пластов Д-III и Д-II указаны в таблицах 1, 2. Проверка корреляции разреза по правилу проективного отношения «четырёх точек» показана на примере двух пар скважин №№ 116-107 (слева для продуктивного пласта Д-III) и №№ 127/2-56 (справа для пласта Д-II) (Рис. 4). По принципу проективной геометрии в результате соединения

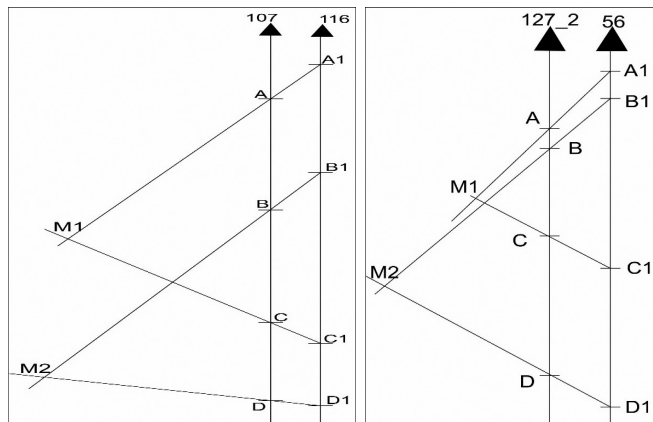


Рис. 4. Проверка корреляции разреза по правилу проективного отношения «четырёх точек» для пар скважин №116-№107 (слева для продуктивного пласта Д-III) и №127_2-№56 (справа для пласта Д-II)

Хроностратиграфические реперы	Условные обозначения	Глубина абсолютных отметок реперов по скважинам, м	
		скв.116	скв.107
Кровля покрышки для пласта Д-III	A/A1	-3063.3	-3070.1
Кровля пласта Д-III	B/B1	-3084.9	-3092.5
Подошва пласта Д-III	C/C1	-3119.1	-3114.9
Подошва пласта глин воробьевского горизонта	D/D1	-3131.5	-3130.5

Табл. 1. Результаты корреляции продуктивного пласта Д-III (скважины №116-№107)

Хроностратиграфические реперы	Условные обозначения	Глубина абсолютных отметок реперов по скважинам, м	
		скв.127 / 2	скв.56
Кровля покрышки Д-II	A/A1	-3015.9	-3006.0
Кровля пласта Д-II	B/B1	-3019.3	-3010.6
Подошва пласта Д-II	C/C1	-3034.5	-3040.2
Подошва пласта глин муллинского горизонта	D/D1	-3058.7	-3064.0

Табл. 2. Результаты корреляции продуктивного пласта Д-II (скважины №127/2-№56)

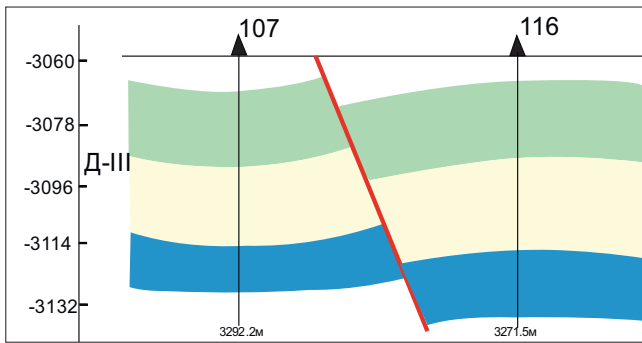


Рис. 5. Геологический разрез через скв. 107 и 116 и предполагаемое положение сброса для продуктивного пласта Д-III

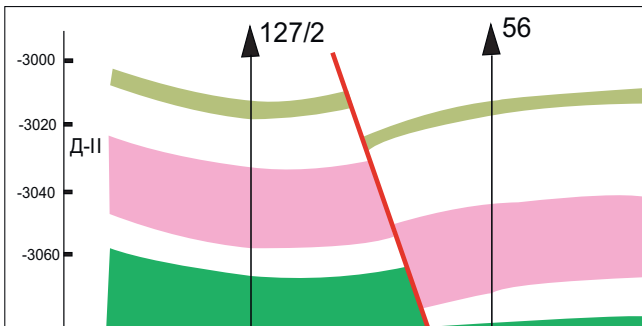


Рис. 6. Геологический разрез через скв. 127/2 и 56 и предполагаемое положение сброса для продуктивного пласта Д-II

хроностратиграфических реперов в каждом рассмотренном случае получены по два центра проектирования М1 и М2 для анализируемых пар скважин, что указывало на наличие нарушения между приведенными скважинами. Разрез и анализ сплошности пластов в скв. №№ 107 и 116 и в скв. №№ 127/2 и 56 показаны на рис. 5 и 6. Для первой пары скважин амплитуда смещения пород в плоскости сместителя составила 8 м, для второй – 11 м.

В результате в пределах площади месторождения нашли подтверждение малоамплитудные разрывные нарушения, как намеченные сейсморазведкой, так и вновь выявленные по геологическим данным. По мере возрастания объемов бурения и применения новых модификаций геофизических работ, стало выявляться более сложное строение месторождения, чем это представлялось на ранних этапах исследований. На фрагменте карты по фундаменту разрывные нарушения, горсты и грабены имеют тоже простирание, что и выявленные в покровных отложениях по разным данным разрывы сплошности пород (Рис. 2, 7).

Укрупненно можно выделить два блока: северный (А) и южный (Б), разделенных микрограбеном (II) (Рис. 7, 8). Сдвиг по нарушениям грабена II составил 750 м, а сам грабен фиксируется кроме того по наличию «структурных плеч» и стяжению кратных изогипс (Бочкарев, Бочкарев, 2016). Присутствие между укрупненными блоками (А и Б) грабена (II) делит некогда единое месторождение на два несообщающихся нефтяных скопления. Северный блок выше южного на 21 м по максимальным гипсометрическим отметкам структурного плана, что обусловило в них разные уровни ВНК для одноименных продуктивных пластов: в северном – минус 3103 м, в южном – минус 3112 м (Рис. 7, 8). В грабенах продуктивные отложения замещены пелитовым материалом, и продуктивные пласты

представлены неколекторами (пористость снижается до граничных значений и меньше, эффективная нефтенасыщенная толщина равна нулю) (скв. 65, 87, 69, 97). Скв. 190 вскрыла сброс на уровне продуктивного пласта, вскрыв его лишь частично (2,2 м).

Долгоживущие разрывные нарушения на уровне продуктивных пластов сопровождаются зонами аномально высоких тектонических напряжений, которые в силу приуроченности к ним зон присбросовой повышенной трещиноватости и максимальных показателей добычи и дебитов нефти, являются важным направлением геологоразведочных работ на нефть в регионе (Шашель, 1998). В емкостной и фильтрационной характеристике продуктивного пласта (Д-II) Западно-Коммунарского месторождения роль трещин преобладает настолько, что для них можно диагностировать чисто трещиноватый тип коллектора.

С каждой новой тектонической подвижкой по сбросо-сдвигу параллельно формируется присбросовая трещиноватость пород как отражение геодинамических напряжений и энергоемких процессов при сбросе и сдвиге пород по плоскости сместителя нарушения. Об этом свидетельствуют эффективность создания разветвленной системы трещин при гидроразрыве пласта (Голф-Рахт, 1986; Карпов, 2011; Копылов и др., 2015). Аширов К.Б. и другие на изученных месторождениях Самарской области отмечают активное поступление по зонам дробления разрывных нарушений в пределы залежей легкой нефти, присутствие которой фиксируется в присбросовых скважинах (Аширов и др., 2001).

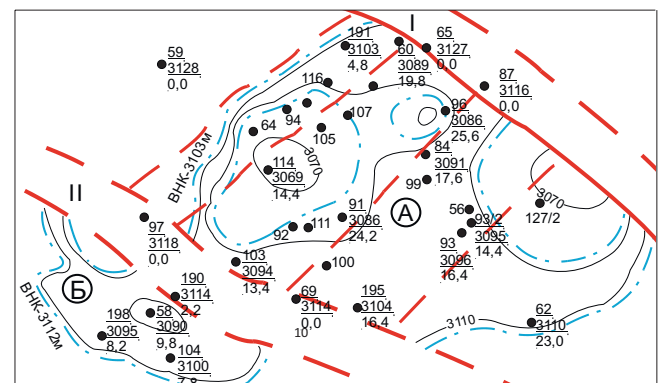


Рис. 7. Разломно-блоковая модель 2D по кровле продуктивного пласта Д-III Западно-Коммунарского месторождения

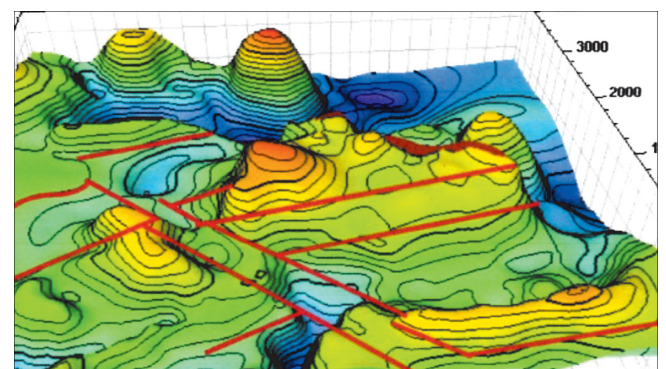


Рис. 8. Геологическая модель 3D поверхности продуктивного пласта Д-III в разломно-блоковой структуре Западно-Коммунарского месторождения

Наряду с этим, положено начало изучению в песчано-алевролитовых коллекторах закономерных изменений физических свойств пород (уменьшение пористости, увеличение плотности и трещиноватости пород) и роста продуктивности скважин по направлению к разрывному нарушению, что позволяет прогнозировать параллельно простирацию дизъюнктива последовательную зональность типов коллекторов: трещинного, порово-трещинного, трещинно-порового и порового типов (Бочкарев, Бочкарев, 2016).

Выводы

1. Углубленный тектонический анализ и привлекаемые методы выявления малоамплитудных нарушений позволили выделить, а в ряде случаев подтвердить сбросы, намеченные ранее по сейсмическим данным и обосновать разломно-блоковый характер строения Западно-Коммунарского месторождения. Выделена система девонских грабенообразных прогибов северо-восточного простираения, генетическая связанные с горст-грабеновой структурой в фундаменте.

2. Обоснованы горизонтальные уровни ВНК в выделенных укрупненных блоках месторождения. Указано на принципиальную возможность формирования присбросовой естественной трещиноватости пород и ее влияния на образование различных типов коллекторов (трещинного, порово-трещинного, трещинно-порового). Отмечая важную роль разрывных нарушений в строении месторождений, необходимо привлечь дополнительные методы и способы их изучения (гравимагнитные и трассерные исследования, гидродинамическое прослушивание скважин и результаты замеров пластовых давлений в смежных блоках, результаты регистрации имиджа микробокового каротажа в скважинах на приборе FMI и кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа и другие) с целью уточнения их местоположения и выявления закономерностей изменения свойств пород и характера продуктивности скважин в присбросовых областях на рассмотренном и других месторождениях региона.

3. Полученные результаты следует учитывать при уточнении проектов разработки, гидродинамическом моделировании и выборе методов воздействия на продуктивный пласт.

Литература

- Аширов К.Б., Боргест Т.М., Карев К.Л. Обоснование причин многократной восполняемости запасов нефти и газа на разрабатываемых месторождениях Самарской области. *Известия Самарского научного центра РАН. Геология, геофизика и геохимия*. 2001. № 1. С. 167-173.
- Бочкарев В.А., Бочкарев А.В. Сбросы и нефтегазоносность. М: ВНИИОЭНГ. 2016. 428 с.
- Голф-Рахт Т. Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов. М: Недра. 1986. 608 с.
- Карпов В.А. Разлом – как объект изучения при нефтегазопромысловых работах. *Недропользование XXI век*. 2011. №6. С. 66-70.
- Копылов В.Е., Бронскова Е.И., Бочкарев А.В. Уточнение геологического строения Восточно-Перевального месторождения для эффективной разработки залежи Ач_{1,2}. *Нефтепромысловое дело*. 2015. №10. С. 4-9.
- Лобусев А.В., Лобусев М.А., Антипова Ю.А., Осин Д.А., Страхов П.Н. Возможности использования данных сейсморазведки для прогнозирования коллекторских свойств продуктивных отложений Тымлукинского месторождения. *Территория «НЕФТЕГАЗ»*. №3. 2014а. С. 18-23.
- Лобусев А.В., Лобусев М.А., Страхов П.Н., Новый подход к оценке и прогнозу продуктивности нефтегазонасыщенных пород. *Академический журнал Западной Сибири*. 2014б. Том 10. №2(51). С. 45-47.
- Шашель А.Г. Обоснование приоритетных направлений геологоразведочных работ на нефть и газ на стадии высокой разведанности ресурсов: на примере Самарской области. *Дисс. канд. геол.-мин. наук*. 1998.
- Шилов Г.Я. Достоверная идентификация разломов – ключ к повышению эффективности нефтегазопромысловых работ. *Недропользование XXI век*. 2012. №6. С. 60-63.

Сведения об авторах

Михаил Александрович Лобусев – заместитель заведующего кафедрой общей и нефтегазопромысловой геологии, доцент, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т., 65

Тел: +7(962)991 79 79, e-mail: mlobusev@gmail.com

Анатолий Владимирович Бочкарев – профессор кафедры общей и нефтегазопромысловой геологии, академик РАН, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина.

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т., 65

Тел: +7(968)765 43 00

e-mail: anatolybochkarev@gmail.com

Галина Юрьевна Рачкова – студент, Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Россия, 119991, Москва, Ленинский пр-т., 65

Статья поступила в редакцию 25.07.2017;

Принята к публикации 09.09.2017; Опубликована 15.10.2017

IN ENGLISH

Substantiation of the Fault-Block Structure for Effective Additional Exploration and Development of the West-Kommunarsky Field

M.A. Lobusev, A.V. Bochkarev, G.Yu. Rachkova*

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University), Moscow, Russia

**Corresponding author: Anatoly V. Bochkarev, e-mail: anatolybochkarev@gmail.com*

Abstract. While the seismic exploration and methodological geological interpretation of geological data for drilling various wells and other types of research are improved for a significant part of the fields being developed in the Samara Region, the reliability of the structure of geological and recoverable oil and

gas reserves increases. The complication of the structure and multiple recalculations of reserves at a number of fields are due to the introduction into the development of undiscovered to the required conditions of complex geological fields and licensed areas. The example of the West-Kommunarsky field

shows how its geological structure becomes more complex as its study becomes more extensive. Thus, the oil reservoir in the Lower Paschian sediments, according to the created integrated model, has horizontal positions, but with different levels of water-oil contact in adjacent blocks separated by downthrows. The justification of disjunctive dislocations, which have been planned but not tracked due to their uncertainty in seismic data and determination of their main characteristics, was performed by stratigraphic correlation of well sections using the rules of projective geometry and confirmed by other traditional methodical methods. With each new tectonic movement along the strike-slip, a near-fault fracture of rocks is formed parallel to it, as a reflection of geodynamic stresses and energy-intensive processes in the downthrows and strike-slips of rocks along the fault plane. Near-fault regular changes in the fracturing of rocks and the dependence of well productivity on their location relative to the disjunctive make it possible to predict the latitudinal reservoirs zonation in near-fault area: fractured, porous-fractured, fractured-porous and porous types. Such a dialectical process of movement towards a real model of the field ensures the reliability of revised reserves and updated technological documents for the development of fields.

Keywords: strike-slip, disjunctive dislocations, well productivity, fault-block model, water-oil contact

For citation: Lobusev M.A., Bochkarev A.V., Rachkova G Yu. Substantiation of the Fault-Block Structure for Effective Additional Exploration and Development of the West-Kommunarsky Field. *Georesursy = Georesources*. 2017. V. 19. No. 3. Part 2. Pp. 272-278. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.3.19>

References

- Ashirov K.B., Borgest T.M., Karev K.L. Obosnovanie prichin mnogokratnoi vospolnyaemosti zapasov nefiti i gaza na razrabatyvaemykh mestorozhdeniyakh Samarskoi oblasti [Substantiation of the reasons for the multiple replenishment of oil and gas reserves in the developed fields of the Samara Region]. *Izvestiya Samarskogo nauchnogo tsentra RAN. Geologiya, gefizika i geokhimiya* [Bulletin of the Samara Scientific Center of the Russian Academy of Sciences. Geology, geophysics and geochemistry]. 2001. No. 1. Pp.167-173. (In Russ.)
- Bochkarev V.A., Bochkarev A.V. Sbroisy i neftegazonosnost' [Discharges and oil and gas potential]. Moscow: VNIIOENG Publ. 2016. 428 p. (In Russ.)
- Golf-Rakht T. D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treschinovatykh kollektorov [The fundamentals of oilfield geology and the development of fractured reservoirs]. Moscow: Nedra Publ. 1986. 608 p. (In Russ.)

Karpov V.A. Razlom – kak ob'ekt izucheniya pri neftegazopiskovykh rabotakh [Fault – as an object of study in oil and gas exploration]. *Nedropolzovanie XXI vek* [Subsoil use – XXI Century]. 2011. No.6. Pp. 66-70. (In Russ.)

Kopylov V.E., Bronskova E.I., Bochkarev A.V. Utochnenie geologicheskogo stroeniya Vostochno-Pereval'nogo mestorozhdeniya dlya effektivnoi razrabotki zalezhi Ach1-2 [Clarification of geological structure of the East-Perevalnoye field for the effective development of the Ach1-2 deposit]. *Neftepromyslovoe delo*. 2015. No.10. Pp.4-9. (In Russ.)

Lobusev A.V., Lobusev M.A., Antipova Yu.A., Osin D.A., Strakhov P.N. Vozможности ispol'zovaniya dannykh seismorazvedki dlya prognozirovaniya kollektorskiikh svoystv produktivnykh otlozhenii Tympuchikanskogo mestorozhdeniya [Possibilities of using seismic data to predict the reservoir properties of productive deposits of the Tympuchikansky field]. *Territorija NEFTEGAZ = Oil and Gas Territory*. 2014a. No.3. Pp. 18-23. (In Russ.)

Lobusev A.V., Lobusev M.A., Strakhov P.N., Novyi podkhod k otsenke i prognozu produktivnosti neftegazonasyshchennykh porod [A new approach to the assessment and forecast of productivity of oil and gas saturated rocks]. *Akademicheskii zhurnal Zapadnoi Sibiri* [Academic Journal of Western Siberia]. 2014b. No.2(51). Vol. 10. Pp. 45-47. (In Russ.)

Shilov G.Ya. Dostovernaya identifikatsiya razlomov – klyuch k povysheniyu effektivnosti neftegazopiskovykh rabot [Authentic identification of faults is the key to increasing the efficiency of oil and gas exploration]. *Nedropolzovanie XXI vek* [Subsoil use – XXI Century]. 2012. No.6. Pp.60-63. (In Russ.)

About the Authors

Mikhail A. Lobusev – Deputy Head of the Department of General and Oil and Gas Field Geology, Associate Professor Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Russia, 119991, Moscow, Leninsky Prosp., 65

Tel: +7 (962) 991 79 79, e-mail: mlobusev@gmail.com

Anatoly V. Bochkarev – Professor of the Department of General and Oil and Gas Geology, Academician of the Russian Academy of Natural Sciences

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Russia, 119991, Moscow, Leninsky Prosp., 65

Tel: +7 (968) 765 43 00

e-mail: anatolybochkarev@gmail.com

Galina Y. Rachkova – Student

Gubkin Russian State University of Oil and Gas (National Research University)

Russia, 119991, Moscow, Leninsky Prosp., 65

Manuscript received 25 July 2017;

Accepted 9 September 2017; Published 15 October 2017