

Применение технологии разделения горизонтальных скважин на секции пакерами в увязке с новым представлением о геологическом строении залежей 302-303 Ромашкинского месторождения

З.А. Лощева, И.В. Нигмадзянова*, А.А. Назаров, М.К. Букатов
Центр моделирования Инженерного центра ПАО «Татнефть», Альметьевск, Россия

В работе рассмотрены залежи 302-303 Куакбашского участка Ромашкинского нефтяного месторождения. Залежи 302-303 приурочены к карбонатной толще башкирских и серпуховских отложений среднего и нижнего карбона, с различными типами пустотного пространства: межзерновым, трещинным и кавернозным. На основе анализа сейсмических данных, данных аэрокосмогеологических и геофизических исследований создана новая модель геологического строения залежей 302-303 с учетом разломов и линеаментов. Проведен анализ по динамике работы горизонтальных скважин в зависимости от местоположения зон разуплотнений, который подтвердил предложенную авторами геологическую модель строения залежей. Исходя из геологического строения, предложены решения по оптимизации разработки залежей:

- при заложении и эксплуатации скважин необходимо учитывать местоположения разломов, их тип, простираение, прогнозируемые местоположения зон повышенной трещиноватости и кавернования для улучшения параметров работы скважин;

- режим добычи должен разрабатываться с обязательным соблюдением баланса между скоростью фильтрации нефти из каверн в трещины и дебитом жидкости из добывающей скважины.

Проведенный анализ показывает полное отсутствие зависимости эффективности разработки от проведения различных технологических мероприятий по отдельности. Необходим комплексный подход к блокам залежей (ограниченных тектоническими разломами), начиная с выбора блока (непосредственного места бурения), заканчивая режимами отборов, последовательности, типа и комплекса проведения геолого-технических мероприятий индивидуально для каждой скважины блока.

Ключевые слова: залежи 302-303, башкирский и серпуховский ярусы, трещиноватость, разломы, линеаменты, дебит нефти, обводненность, пористость, проницаемость

Для цитирования: Лощева З.А., Нигмадзянова И.В., Назаров А.А., Букатов М.К. (2018). Применение технологии разделения горизонтальных скважин на секции пакерами в увязке с новым представлением о геологическом строении залежей 302-303 Ромашкинского месторождения. *Георесурсы*, 20(1), с. 9-15. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.9-15>

Исследование карбонатных отложений имеет огромное значение для развития нефтегазовой промышленности на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Необходимо сказать, что Волго-Уральский бассейн является наиболее изученным из всех провинций. Ввиду того, что терригенная часть осадочного чехла на территории провинции уже давно изучена, и практически все имеющиеся месторождения нефти и газа открыты и разрабатываются, а некоторые уже истощены, дальнейшая добыча углеводородов на этой территории, в первую очередь, связана с карбонатными отложениями.

Залежи 302-303 Куакбашского участка Ромашкинского нефтяного месторождения приурочены к карбонатной толще башкирских и серпуховских отложений среднего и нижнего карбона, с различными типами пустотного пространства: межзерновым, трещинным и кавернозным. Опытная эксплуатация 303 залежи (представленной серпуховскими отложениями) была начата в 1943 году, 302

залежь (представленная башкирскими отложениями) начала эксплуатироваться с 1957 года единичными скважинами.

На залежах 302 и 303 проводилось большое количество исследований, направленных на определение причин различия дебитов и различий в интенсивности обводнения продукции в соседних скважинах, опробовались методики интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи. Все исследования базировались на пластовой модели строения залежей, и к настоящему времени не удалось разработать методики повышения эффективности разработки залежей.

Авторами была предложена новая модель строения залежей 302-303 (Агафонов и др., 2014). Согласно этой модели, Куакбашский вал, контролирующей 302 и 303 залежи, нужно разделить по структурно-тектоническому строению на три отдельных объекта: Ойкино-Алтунинский, Сортоводско-Шугуровский и Куакбашский (рис. 1). Все эти объекты различаются по генезису и, как следствие, по времени своего формирования. Названные различия предопределяют и различия в распределении трещиноватости, так как она непосредственно с ними и связана. Ойкино-Алтунинское поднятие сформировано рифогенным ядром, расположенным в нижне-, среднефаменских

* Ответственный автор: Нигмадзянова Ирина Вилевна
E-mail: NigmadzyanovaIV@tatneft.ru

© 2018 Коллектив авторов

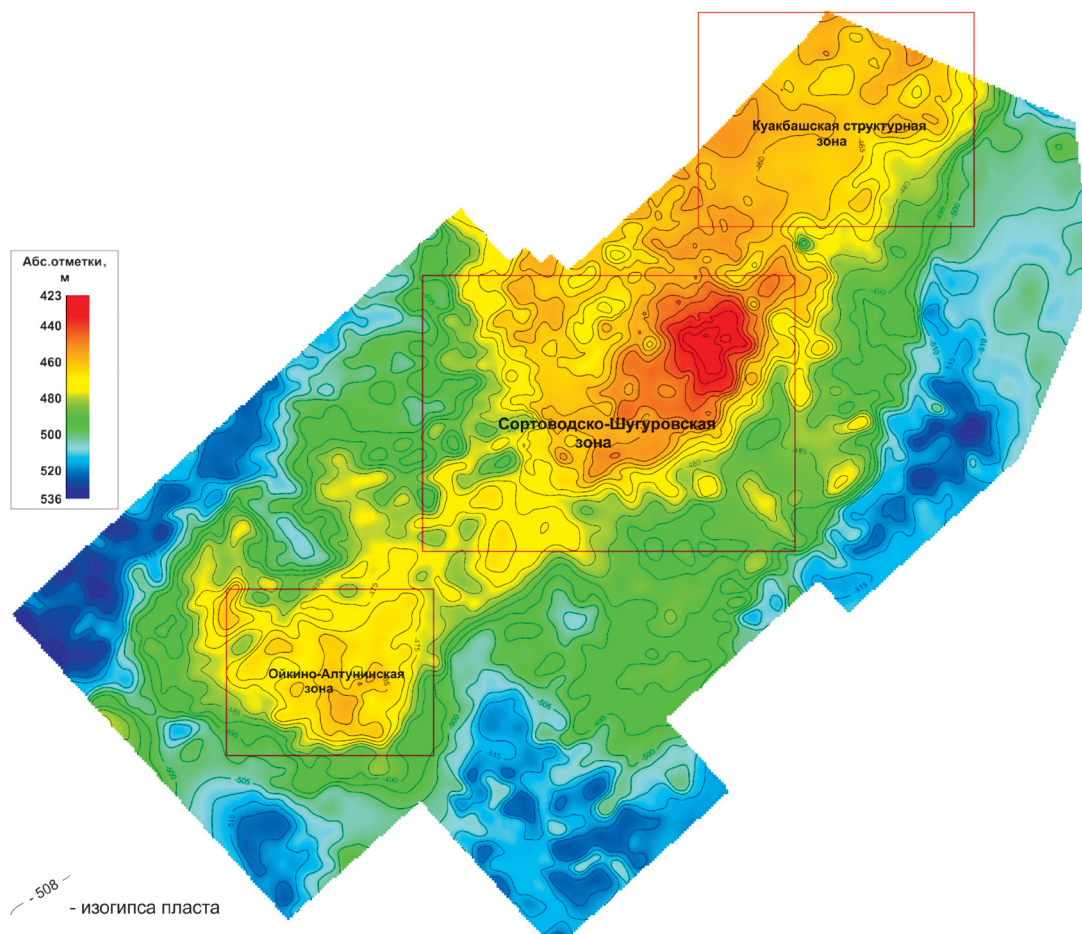


Рис. 1. Структурная карта по кровле верейского горизонта среднего карбона по данным сейсморазведки

отложениях, так как обязано своим происхождением внешней прибортовой зоне Муханово-Ероховского прогиба Камско-Кинельской системы (ККС). В нижележащих структурных этажах это поднятие никак не проявляется. Сортоводско-Шугуровский объект тектонического типа представляет собой блок, ограниченный с запада одним из разломов Алтунино-Шунаковского прогиба, с трёх других сторон различными разломами, причём разломы имеют разный возраст: субширотные – раннетриасовый или юрский, а субмеридиональные – кунгурский и казанский. В связи с этим формирование трещин совершенно отличается от способа формирования диагенетических трещин. Куакбашский объект имеет аналогичное с Сортоводско-Шугуровским строение, отличие только в том, что северная и восточная границы залежей в его пределах проведены условно и не связаны с зонами деструкций. Таким образом южная часть структуры, содержащей 302-303 залежи имеет седиментационный генезис, а центральная и северная – тектонический (Агафонов и др., 2014).

На залежах 302-303 присутствуют все виды источников напряжений. Тектонические нарушения представлены несколькими разновозрастными и разнонаправленными системами разломов, которые делятся на межблоковые и внутриблоковые. Субмеридиональные межблоковые разломы были сформированы при образовании Предуральского прогиба в кунгурское время и Мелекесской впадины в казанское время. Трещины вдоль субмеридионального закрыты. Субширотные межблоковые разломы и сопровождающие их зоны трещиноватости

сформировались при прогибании Прикаспийской впадины. Субширотные разломы продолжают развиваться, поскольку продолжается прогибание Прикаспийской впадины. Это означает, что трещины, сформированные этими разломами, до сих пор открыты, и продолжается их залечивание глинистым материалом (рис. 2).

В настоящее время существует диагональная система геодинамически активных зон нарушений (ГАЗН). ГАЗН – это многогранная закономерно-развитая система трещиноватости, формируемая ротационным полем напряжений Земли, обусловленная необходимостью периодической разрядки внутрикоровых напряжений (Драгунов, 2011; Драгунов и др., 2017) с направлением простирания 65-155 градусов (+/-15 градусов), создающая свои трещинные зоны. По этим трещинам проходит кавернование. В пределах всех ГАЗН, и прежде всего зон флюидоперетоков (СЗ направления), тектоническая трещиноватость постоянно находится в активном состоянии.

В 2016 году были проведены аэрокосмогеологические исследования (АКГИ) в системно-геодинамической модификации по всей площади распространения залежей 302-303 с целью выделения ГАЗН разного ранга (рис. 3). ГАЗН СЗ направления являются наиболее активными – распределительными, а СВ направления – накопительными¹.

Авторами статьи создана геологическая модель залежей 302-303 Ромашкинского месторождения с учетом

¹ Драгунов А.А. (2016). Проведение АКГИ в системно-геодинамической модификации по всей площади распространения залежей 302-303. Отчет. Казань: ООО «ТНГ-Казаньгеофизика».

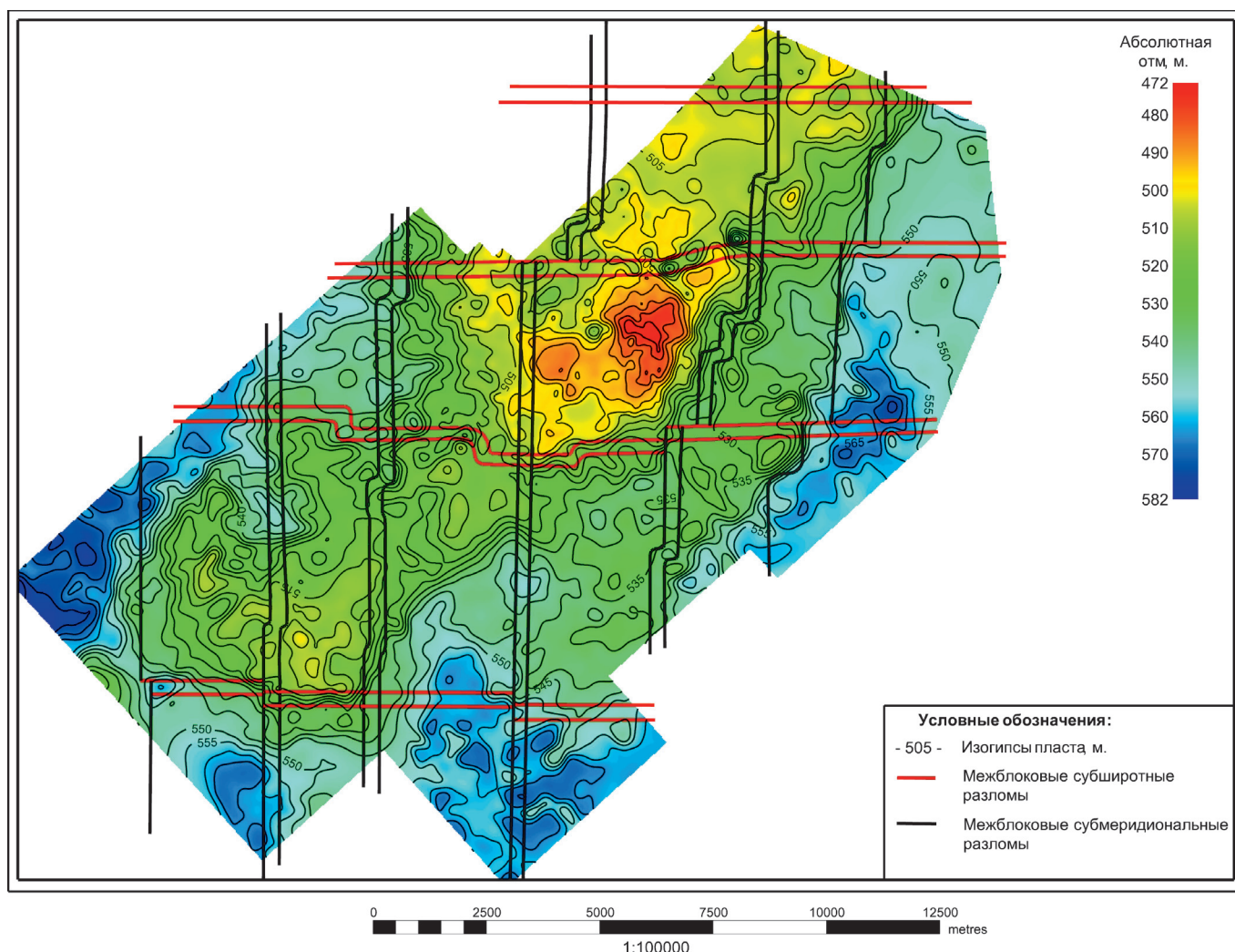


Рис. 2. Структурная карта по кровле Сби2

тектонических разломов и ГАЗН, при помощи программного комплекса компании ROXAR (пакет для геологического моделирования «Irap RMS»), которая максимально отражает строение залежей (рис. 4).

В большинстве случаев пробуренные скважины на залежах 302-303 быстро обводняются или вступают в разработку с большим процентом обводнения.

В данной работе приведен анализ геологического строения залежей и горизонтальных скважин. Рассмотрено местоположение скважины относительно тектонических разломов, линейментов (ГАЗН), а также пакеров, установленных в стволе. Анализ проводился в увязке с данными по разработке для выявления факторов, влияющих на динамику работы горизонтальных скважин.

Далее приведен детальный анализ двух скважин, аналогично которому был проведен анализ по 25 горизонтальным скважинам, пробуренным на данных залежах.

Скважина №35387Г обсажена 114 мм хвостовиком, оснащённым пакерами «Кварт» в интервалах 951-952 м, 1034,5-1035,5 м, 1057,5-1058,5 м и фильтром с магниевыми заглушками в интервале 1076-1096 м. Ствол скважины направлен к краевой части ГАЗН 7 ранга СЗ направления. Носок скважины находится ближе к подошве верхнебашкирских отложений. До водонефтяного контакта (ВНК) девять метров, пласт хорошо кавернован с небольшими уплотненными участками (рис. 5).

Наблюдается стабильное падение дебита нефти и постепенный рост обводненности. Дебит нефти падает за 20 месяцев с 5,9 т/сут до 2,2 т/сут. Процент обводнения, первые шесть месяцев не превышающий 10%, постепенно растет – за последующие 26 месяцев достиг 30% (рис. 6). Обводнение низкое и медленно растет, возможно, обусловлено тем, что скважина не пересекает субширотный межблоковый разлом с открытыми трещинами и не пересекает ГАЗН. Добыча ведется не из трещин, а из каверн, которые подпитывает ГАЗН седьмого ранга СЗ направления, приграничная зона которого расположена в 40 метрах от интервала перфорации.

От пакера в интервале 1057,5-1058,5 м эффект минимальный, необходимости перекрывать этот интервал не было.

Скважина №35387Г является примером успешно пробуренной скважиной, т.к. ствол не пересекает разломы, пробурена в верхнебашкирских отложениях (более плотных карбонатах). Скважина работает стабильно с небольшим дебитом нефти, без быстрого роста обводнения, ствол направлен к бортовой зоне ГАЗН 7 ранга СЗ направления, откуда и подходил раствор для формирования каверн (рис. 6).

В горизонтальный ствол скважины №37972Г установили 114 мм обсадной хвостовик с пакерами «Кварт» в интервалах 1507-1506 м, 1471-1470 м, 1437-1436 м, 1319-1320 м и фильтром в интервале 1480-1490 м.

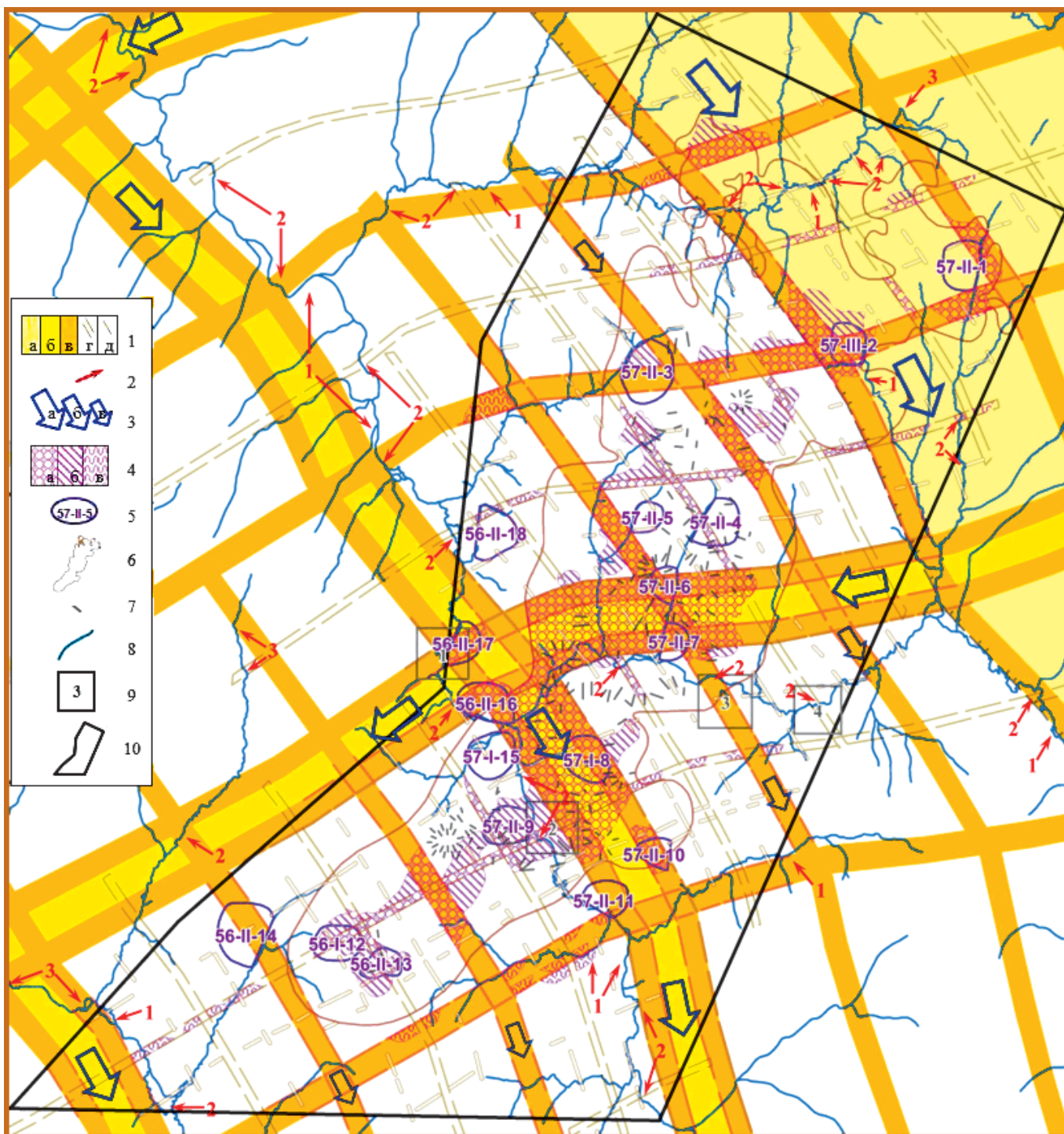


Рис. 3. Карта результатов системно-геодинамического моделирования площади распространения залежей 302-303. Масштаб 1:150 000.

- 1 – геодинамически активная зона нарушений (ГАЗН): а – 1-3 рангов, б – 4 ранга, в – 5 ранга, г – 6 ранга, д – 7 ранга;
- 2 – гидрологическая аномалия, связанная: 1 – с тяготением водного потока к краевым частям ГАЗН, 2 – с «П»-образным «отходом» русла реки в месте её пересечения с ГАЗН, 3 – с разнообразным «преломлением» русла реки, 4 – с бифуркацией и блужданием русла в месте его пересечения ГАЗН и ниже по течению;
- 3 – предполагаемый поток пластовых вод по серпуховско-башкирским и нижележащим отложениям, в т.ч. по фундаменту: а – первостепенный, б – второстепенный, в – третьестепенный;
- 4 – перспективный объект, связанный с многограновым каркасом ГАЗН: а – в пределах ГАЗН, пересекающей геодинамически активное поднятие, б – на периклинали крупного поднятия, экранированном ГАЗН, в – сложностроенный, в узле пересечения ГАЗН;
- 5 – космогенный объект, отождествляемый с ловушкой УВ структурного типа и его номер;
- 6 – контур Куакбаишского вала (по материалам Лукьяновой Р.Г.);
- 7 – горизонтальная скважина;
- 8 – русло постоянного водотока;
- 9 – эталонный участок системно-геодинамического дешифрирования и его номер;
- 10 – граница площади распространения залежей 302-303.

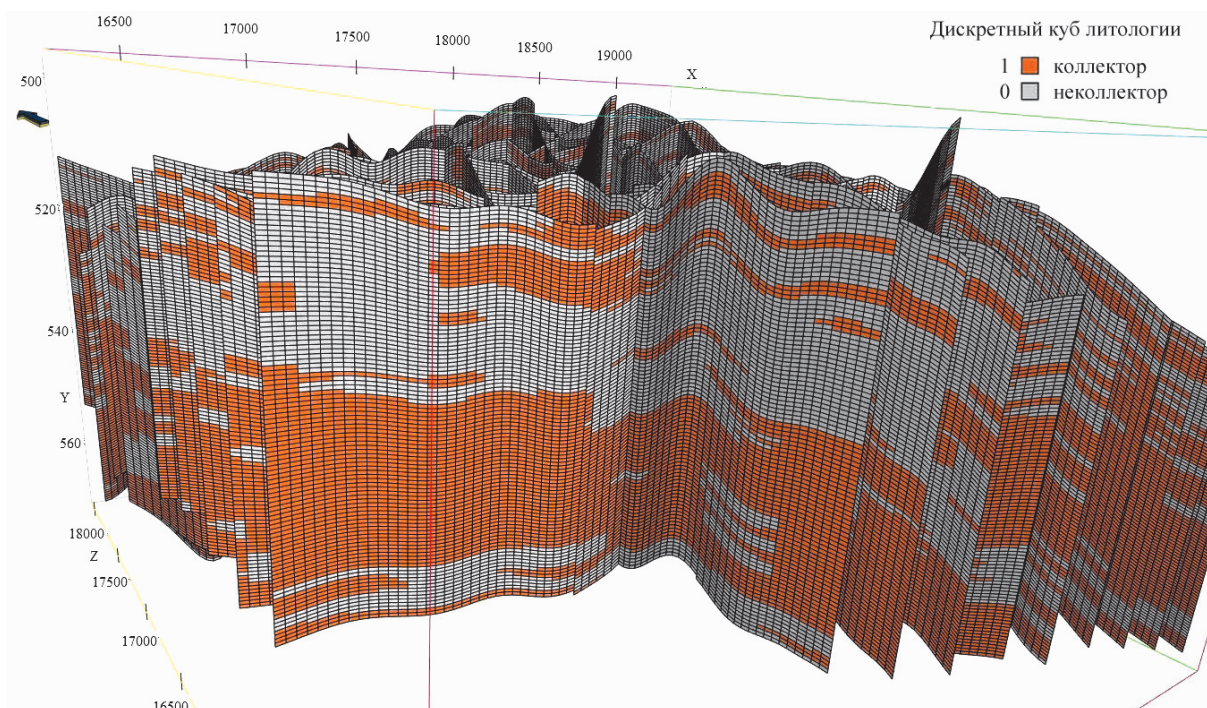


Рис. 4. Распределение дискретного литологического параметра геологической модели по северному участку

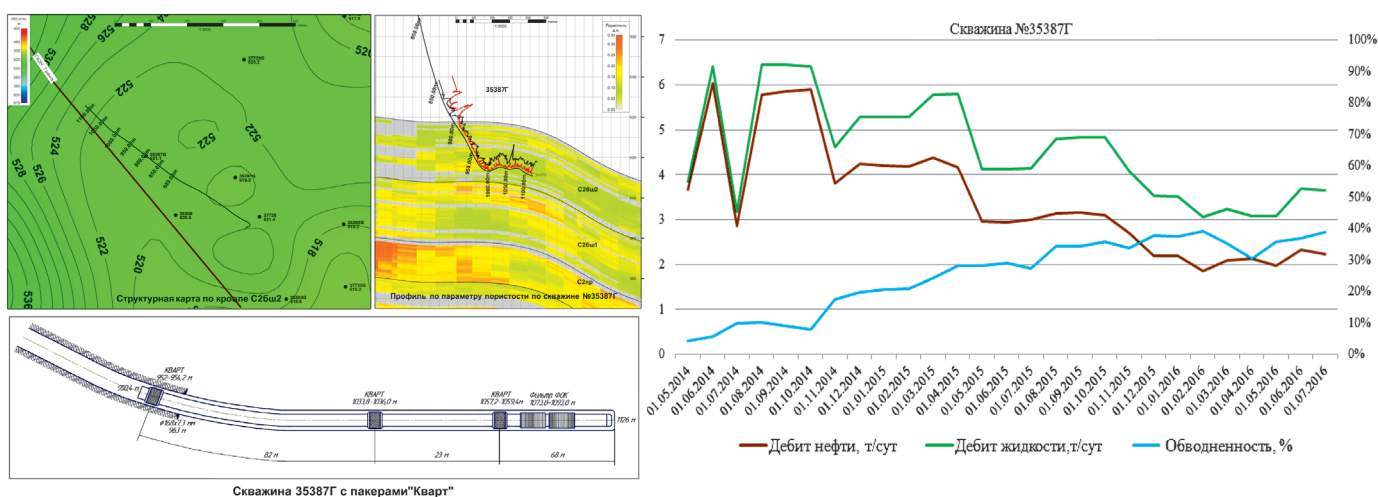


Рис. 5. Скважина №35387Г

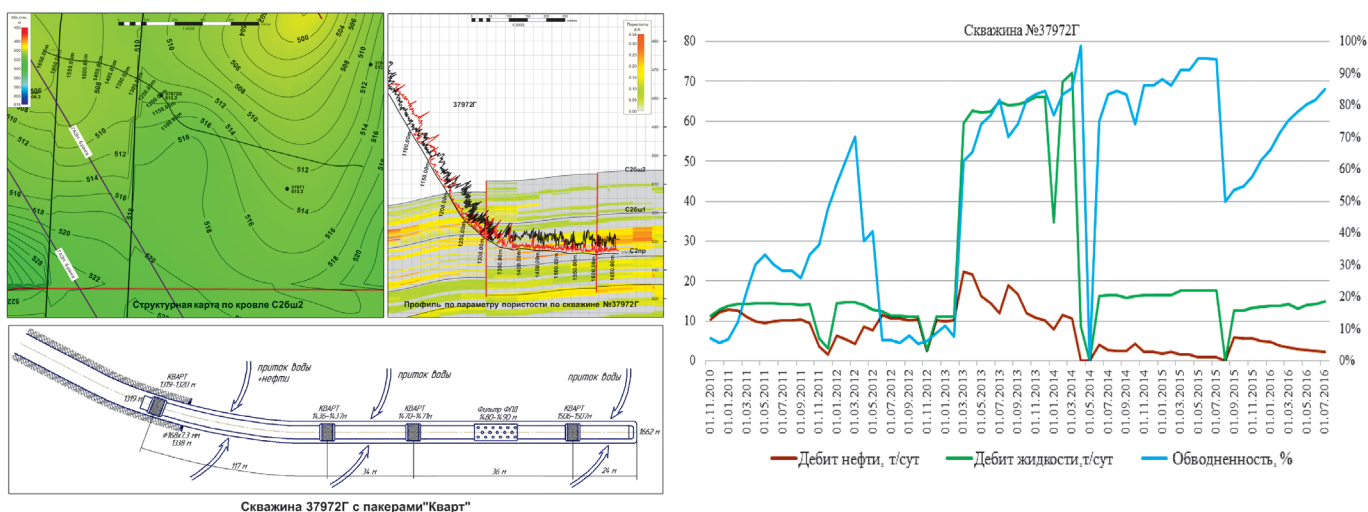


Рис. 6. Скважина №37972Г

Ствол скважины расположен на некотором расстоянии от субширотного межблокового разлома с открытыми трещинами и пересекает два межблоковых субмеридиональных разлома с закрытыми трещинами. Также носок скважины расположен в непосредственной близости от краевой зоны ГАЗН 6 ранга СЗ направления. Носок скважины находится в нижнебашкирских отложениях. До ВНК девять метров, пласт средне кавернован в верхнебашкирских отложениях и средне кавернован с уплотненными участками в нижнебашкирских отложениях (рис. 6).

В первые восемь месяцев процент обводнения достиг значения 68%, после проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР), процент обводнения резко падает, сначала до 47%, после до 6%. По истечении следующих двух месяцев резко увеличивают дебит жидкости до 60 м³/сут жидкости, и в течение шести месяцев процент обводнения достигает 98%. В мае 2014 года спускают хвостовик с пакерами, перфорируют интервал 1481,6-1491,7 м, там же установлен фильтр (1480-1490 м), и ведется добыча. Снижают отбор жидкости до 17 м³/сут, обводнение снижается до 81%, за восемь месяцев обводнение достигает 93%. В августе 2015 года проводят водоизоляционные работы и снижают отбор жидкости до 12 м³/сут, что позволило снизить обводнение до 52% (рис. 6).

Выбран хороший интервал для перфорации, который находится в 270 метрах от границы ГАЗН 6 ранга СЗ направления. Снизу (1506-1507 м) и сверху (1470-1471 м) интервал перфорации изолировали пакерами. Эффект от пакера, установленного в интервале (1470-1471 м), отсутствует, а в нижнем интервале целесообразна установка пакера, так как в носке ствол скважины и ГАЗН практически пересекаются. Пакер в интервале 1506-1507 м установлен в недостаточно плотной части и поэтому обводнение наступило быстро, водоизоляционные работы позволяют закрыть промытые трещины и снизить обводнение, за счёт активации непромытых, но эффект длится недолго по двум причинам: во-первых, гель разрушается и закрытые трещины вновь становятся проницаемыми, а во-вторых, промываются новые трещины кавернования до уже обводнённых вертикальных трещин.

В результате проведенной работы создана новая геологическая модель и проанализирована динамика работы горизонтальных скважин в увязке с геологией, на основании которой сделаны следующие выводы:

- При заложении и эксплуатации скважин необходимо учитывать местоположения разломов, их тип, простираение, прогнозируемые местоположения зон повышенной трещиноватости и кавернования для улучшения параметров работы скважин.

- Режим добычи должен разрабатываться с обязательным соблюдением баланса между скоростью фильтрации нефти из каверн в трещины и дебитом жидкости из добывающей скважины.

- Проведённый анализ показывает полное отсутствие зависимости эффективности разработки от проведения различных технологических мероприятий по отдельности: расположения скважины относительно разломов, размещения пакеров, заглушек и фильтров, интервалов перфорации, проведения водоизоляционных работ, изменения отборов и депрессий. Необходим комплексный подход к блокам залежей (ограниченных тектоническими разломами), начиная с выбора блока (непосредственного места бурения), заканчивая, режимами отборов, последовательности, типа и комплекса проведения геологических мероприятий индивидуально для каждой скважины блока.

Литература

Агафонов С.Г., Нигмадзянова И.В., Бакиров И.И. (2014). Новый взгляд на геологическое строение залежей 302, 303 с учетом распределения трещиноватости и каверновности. *Сборник научных трудов ТамНИПИнефть*, ОАО «Татнефть», 82, с. 68-78.

Драгунов А.А. (2011). Нефтегазопроисковые структурно-геологические исследования. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 190 с.

Драгунов А.А., Мухамадиев Р.С., Чернов С.В. (2017). Влияние геодинамических процессов на фильтрационно-емкостные свойства геологической среды (на примере Ромашкинского месторождения). *Георесурсы*, 19(4), с. 319-322. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.3>

Сведения об авторах

Зоя Андреевна Лощева – руководитель, Центр моделирования Инженерного центра ПАО «Татнефть»
Россия, 423452, Альметьевск, ул. К. Цеткин, 30

Ирина Вилевна Нигмадзянова – заведующий сектором, Центр моделирования Инженерного центра ПАО «Татнефть»
Россия, 423452, Альметьевск, ул. К. Цеткин, 30

Азамат Азифович Назаров – заведующий сектором, Центр моделирования Инженерного центра ПАО «Татнефть»
Россия, 423452, Альметьевск, ул. К. Цеткин, 30

Максим Константинович Букатов – заведующий сектором, Центр моделирования Инженерного центра ПАО «Татнефть»
Россия, 423452, Альметьевск, ул. К. Цеткин, 30

Статья поступила в редакцию 05.12.2017;

Принята к публикации 31.01.2018; Опубликовано 30.03.2018

IN ENGLISH

The use of technology of separating horizontal wells into sections by packers in conjunction with a new geological structure concept of deposits 302-302 of the Romashkino Field

Z.A. Loscheva, I.V. Nigmatzyanova*, A.A. Nazarov, M.K. Bukatov
Modelling Centre, Engineering Center of Tatneft PJSC, Almet'yevsk, Russian Federation

*Corresponding author: Irina V. Nigmatzyanova, e-mail: NigmatzyanovaIV@tatneft.ru

Abstract. The work considers deposits 302-303 of the Kuakbashsky area of the Romashkino oil field. The deposits 302-303 are confined to the carbonate layer of the Bashkirian and Serpukhovian sediments of the Middle and Lower Carboniferous, with various types of voids: intergranular, fractured and cavernous. Based on the analysis of seismic data, aerospace and geophysical data, a new model of the geological structure of deposits 302-303 was created, taking into account faults and lineaments. An analysis was made of the dynamics of horizontal wells operation, depending on the location of decompression zones, which confirmed the geological model of the deposit structure proposed by the authors. Based on the geological structure, solutions are proposed for optimization of deposits development:

- During the establishment and operation of wells, it is necessary to take into account the faults location, their type, strike, predicted locations of high fracturing and cavitation zones to improve well performance;

- The production mode should be developed with the obligatory observance of a balance between the filtration rate of oil from caverns into cracks and the flow of liquid from the production well.

The conducted analysis shows the complete absence of dependence of the development efficiency on the implementation of various technological measures. A comprehensive approach to the deposit blocks (limited by tectonic faults) is required, starting with the selection of the block (the direct drilling site), ending with the selection modes, sequence, type and complex of geological and technical measures, individually for each well of the block.

Keywords: deposits 302-303, Bashkirian and Serpukhovian stages, fracturing, faults, lineaments, oil production, water cut, porosity, permeability

Recommended citation: Loscheva Z.A., Nigmatzyanova I.V., Nazarov A.A., Bukatov M.K. (2018). The use of technology of separating horizontal

wells into sections by packers in conjunction with a new geological structure concept of deposits 302-302 of the Romashkino Field. *Georesursy = Georesources*, 20(1), pp. 9-15. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.2018.1.9-15>

References

Agafonov S.G., Nigmatzyanova I.V., Bakirov I.I. (2014). Novyy vzglyad na geologicheskoe stroenie zalezhey 302, 303 s uchedom raspredeleniya treshchinovosti i kavernoznosti [A new look at the geological structure of the deposits 302, 303, taking into account the distribution of fracturing and cavernousness]. *Sbornik nauchnykh trudov TatNIPIneft* [Collected papers TatNIPIneft], Tatneft PJSC, 82, pp. 68-78. (In Russ.)

Dragunov A.A. (2011). Neftegazopiskovyye strukturno-geologicheskie issledovaniya [Oil and Gas Exploration Structural and Geological Investigations]. Saarbrücken: LAP LAMBERT Academic Publishing, 190 p. (In Russ.)

Dragunov A.A., Mukhamadiev R.S., Chernov S.V. (2017). Influence of Geodynamic Processes on Reservoir Properties of Geological Environment (on the Example of the Romashkino Field). *Georesursy = Georesources*, 19(4), pp. 319-322. DOI: <https://doi.org/10.18599/grs.19.4.3>

About the Authors

Zoya A. Loscheva – Head, Modelling Centre, Engineering Center of Tatneft PJSC

30, K. Zetkin St., Almet'yevsk, 423452, Russian Federation

Irina V. Nigmatzyanova – Sector Manager, Modelling Centre, Engineering Center of Tatneft PJSC

30, K. Zetkin St., Almet'yevsk, 423452, Russian Federation

Azamat A. Nazarov – Sector Manager, Modelling Centre, Engineering Center of Tatneft PJSC

30, K. Zetkin St., Almet'yevsk, 423452, Russian Federation

Maxim K. Bukatov – Sector Manager, Modelling Centre, Engineering Center of Tatneft PJSC

30, K. Zetkin St., Almet'yevsk, 423452, Russian Federation

Manuscript received 5 December 2017;

Accepted 31 January 2018;

Published 30 March 2018