

Разработка залежей низкопроницаемых Доманиковых коллекторов с применением массивированного гидроразрыва пластов на примере НГДУ «Альметьевнефть»

За последние десятилетие на уникальном Ромашкинском нефтяном месторождении Республики Татарстан одним из основных направлений, позволившим стабилизировать снижение, а по отдельным площадям и нарастить добычу нефти, стало активное внедрение технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП). В НГДУ «Альметьевнефть» за эти годы проведено более 1000 скважино-обработок, основная доля которых приходится на терригенные отложения девона. По мере получения опыта, начаты работы по применению ГРП и на терригенные отложения нижнего карбона, потребовавшие корректировки подходов к проектированию с учетом слабой цементации пород, незначительных глинистых перемычек. Учитывая высокие темпы выработки запасов терригенных коллекторов и необходимость восполнения ресурсной базы компании, назрела потребность в освоении ранее считавшихся малоперспективными пород карбонатного разреза девона. В статье отражены текущие результаты работ по адаптации ГРП к условиям нефтематеринских пород Доманикового горизонта.

Ключевые слова: гидравлический разрыв пласта (ГРП), доманиковые отложения, низкопроницаемые коллектора, нетрадиционные коллектора, режимы обработок.

Сегодня ПАО «Татнефть» имеет значительные запасы и ресурсы традиционной нефти, однако, в тоже время происходит постоянное ухудшение структуры запасов в сторону трудноизвлекаемых, что побуждает компанию на активизацию поиска новых методов и технических решений по освоению углеводородов из нетрадиционных объектов. Ресурсы Республики Татарстан по углеводородному сырью нетрадиционных Доманиковых отложений по разным оценкам могут составлять до 7 млрд.т и выше.

Одним из таких объектов с нетрадиционными низкопроницаемыми пластами, содержащими углеводороды, является залежь №444 Ромашкинского месторождения (Рис. 1).

Разработка данной залежи ведется с 1967 года, объект пространственно расположен в северной части Березовской площади Ромашкинского месторождения, нефтесодержание отмечается в Мендым-Доманиковых отложениях. Мощность нефтенасыщенных толщин изменяется от 1,2 м до 7,8 м для Мендымского и от 0,8 м до 11,8 м для Доманикового горизонтов. ВНК в пределах контура залежи не обнаружен (Хисамов и др., 2010).

Доманиковые отложения сложены кремнисто-карбонатными породами, имеют низкую пористость и проницаемость, участками с повышенной глинистостью. На рисунке 2 представлен образец керна из Доманикового горизонта – здесь практически отсутствует пористость и трещиноватость, порода очень плотная. Преобладающие значения проницаемости по данным коллекторам приходятся на интервалы низких значений – менее 1 мД (Прищепа и др., 2013). Это и является причиной того, что Мендым-Доманиковые отложения вырабатываются крайне низкими темпами – за весь период разработки отобрано от НИЗ 3,4 %. Всего на залежи №444 в работе находилось 10 скважин, средний дебит нефти за весь период эксплуатации составил около 2 т/сут. На сегодняшний день

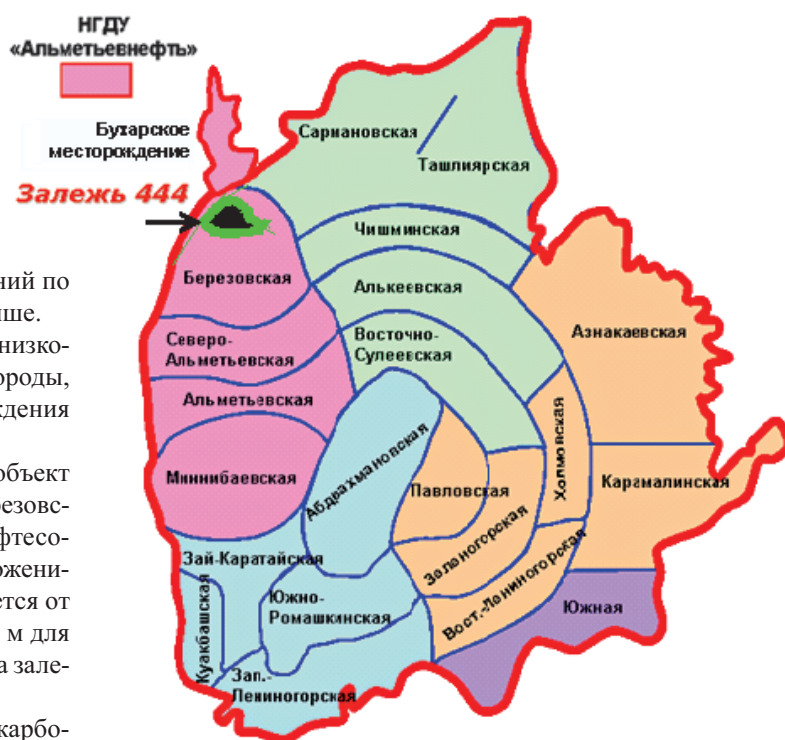


Рис. 1. Расположение залежи №444 в границах Ромашкинского месторождения.

в эксплуатационном фонде находятся 3 скважины.

Ввиду того, что запасы в Доманиковых отложениях сосредоточены в низкопроницаемых коллекторах, бурение обычных скважин с традиционными технологиями заканчивания является малоэффек-



Рис. 2. Образец керна из Доманикового горизонта.

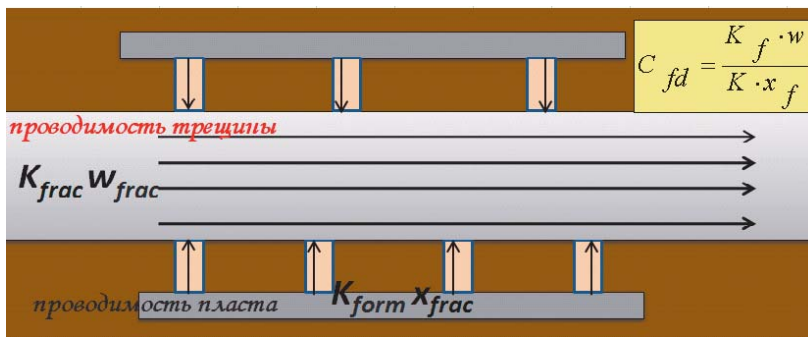


Рис. 3. Пример определения безразмерной проводимости трещины.

тивным. Мировая практика по интенсификации добычи нефти из «сланцевых» нетрадиционных коллекторов свидетельствует, что для их рентабельной добычи необходимо бурить скважины с горизонтальным окончанием и последующим проведением многостадийного гидроразрыва пластов (ГРП) – для создания сети искусственных трещин (Хусаинов и др., 2015).

Распространяя опыт вовлечения объектов с низкопроницаемыми коллекторами в активную разработку в НГДУ «Альметьевнефть» в 2013 году выполнили ГРП на скважине №25276. На скважине применялся накопленный в НГДУ опыт, используемый при проведении традиционных ГРП: применялась жидкость разрыва с вязкостью порядка 300 сП, использовался среднефракционный проппант (20/40 меш). В ходе обработки получено осложнение с ростом рабочих давлений до критического значения (63 МПа) и последующей остановкой закачки. Однако, увеличение продуктивности не произошло. Применяемые режимы привели к созданию довольно широкой трещины, с высокой проводимостью в околоскважинной зоне. Но даже неуспешный ГРП дал нам дополнительную информацию о реакции данного типа коллектора.

По итогам анализа применяемых подходов и полученных результатов были сделаны выводы, что главной причиной отсутствия прироста продуктивности является незначительное развитие трещины по длине (полудлина закрепленной трещины менее 100 м). Применяемые режимы привели к увеличению ширины трещины с высокой проводимостью в околоскважинной зоне. Однако как по-

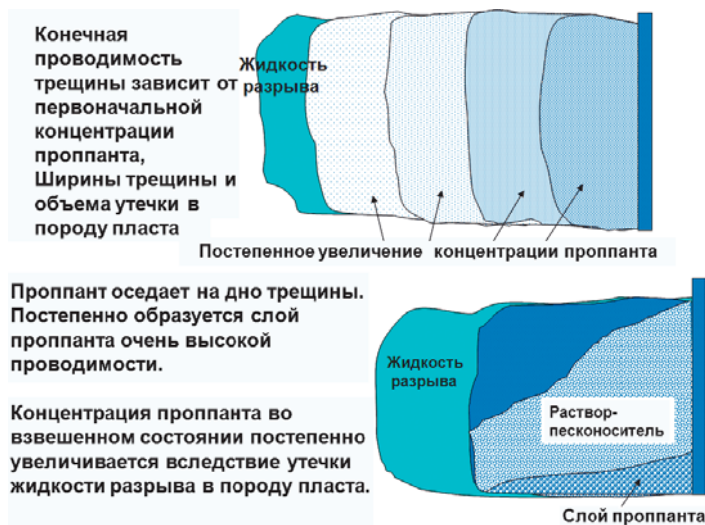


Рис. 4. Распространение проппанта в пласте в зависимости от вязкости жидкости разрыва (высоковязкая и маловязкая жидкости разрыва).

казывает опыт, в низкопроницаемых коллекторах главным условием повышения продуктивности пласта является преобладающее развитие трещины в длину для максимального увеличения площади дренирования.

При проектировании процесса ГРП с использованием проппанта необходимо в первую очередь определить оптимальную геометрию закрепленной трещины. Как известно, главным показателем, который характеризует эффективность геометрических параметров создаваемой трещины при ГРП, является безразмерная проводимость (C_{fd}). Этот параметр характеризует отношение проводимости трещины (проницаемость трещины на ширину трещины) к проводимости пласта (проницаемость пласта на длину трещины). Другими словами безразмерная проводимость – способность основной магистрали пропускать через себя поток из второстепенных дорог (Рис. 3). Когда это отношение ниже 1, проводимость трещины ниже, чем поток флюидов из пласта по всей длине трещины. Если значение высокое (10 и более), то это означает недостаточную длину и избыточную ширину трещины (Хусаинов, 2015).

Если в традиционных коллекторах наращивание данного параметра достигается за счет ширины трещины и фракционного состава проппанта, то в низкопроницаемых пластах C_{fd} имеет и без того высокие показатели, поэтому для успешности процесса решается обратная задача – снизить данное значение за счет максимального развития трещины ГРП в длину.

С учетом полученного отрицательного опыта проведения ГРП на скважине №25276, были подобраны скважины №11988 и 21753. В них были опробованы следующие модификации технологии ГРП:

- предварительная большеобъемная кислотная обработка определенной рецептуры для снижения напряжения в породе и вытравливания предполагаемой иницируемой трещины для снижения устьевых давлений;
- применение маловязкой жидкости разрыва ГРП с минимальным добавлением полимеров;
- использование мелкофракционного состава расклинивающего агента (проппанта);
- высокий темп нагнетания жидкости разрыва для исключения выпадения проппанта в осадок и преждевременного экранирования;
- увеличенная масса проппанта, низкая концентрация;
- дополнительные требования к оборудованию и спец. технике с учетом высоких устьевых давлений (до 100 МПа).

Другим условием создания максимальной длины трещины является использование большого количества жидкости разрыва. Однако, использование колоссальных объемов геля при массивном ГРП Доманиковых отложений может привести к значительной коагуляции созданных трещин за счет конечного осадкообразования полимеров после деструкции геля. Поэтому необходимо применять маловязкую жидкость разрыва с минимальной загрузкой гелеобразователя (либо проводить обработку на воде без добавления полимеров).

Как показано на рисунке 4, при ГРП в традиционных коллекторах распространение расклинивающего материала в пласте происходит вертикально – от минимальной



Рис. 5. Проведение массивного ГРП на скважине №21753.

концентрации к максимальной. Для маловязкой жидкости распределение проппанта происходит преимущественно в горизонтальной плоскости. То есть одновременно с уменьшением вязкости жидкости снижается её песконесящая способность, возрастают риски по незапланированному оседанию проппанта и получения технологического «стопа». Поэтому одним из ключевых решений является высокий темп нагнетания жидкости разрыва, что потребовало привлечение дополнительного объема спецтехники, показанной на рисунке 5.

Применяемые режимы, отличные от стандартного ГРП, позволили создать и закрепить максимальную длину трещины без преждевременного экранирования и одновременно обеспечить оптимальную проводимость искусственной трещины. На двух последующих скважинах проведены эффективные обработки. Получено увеличение продуктивности в среднем в 4 раза, средний накопленный прирост дебита нефти составил около 10 т/сут.

Сегодня мировой опыт разработки сланцевых и других нетрадиционных месторождений говорит о том, что львиная доля себестоимости добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов состоит из затрат на инфраструктуру, бурение и заканчивание скважин. Высокая перспективность вовлечения в активную разработку запасов нефти из Доманиковского горизонта на основании полученного положительного опыта подтверждается наличием большого объема ранее пробуренного фонда скважин. Получение промышленных притоков нефти из ранее считавшихся малопроницаемыми отложений Мендымского и Доманиковского горизонтов подтверждает уникальность Ромашкинского месторождения, как основной ресурсной базы Республики Татарстан. Несмотря на уже добытые миллиарды тонн нефти и при продолжающемся научно-техническом прогрессе, проект при определенной налоговой поддержке на государственном уровне дает надежду на открытие «второго дыхания» зрелому месторождению, а республике – дальнейшей опоры для поступательного развития.

Основные выводы и рекомендации

Доманиковые отложения являются наиболее нетрадиционными и сложными при производстве гидроразрыва пластов.

Необходимо изменить существующие традиционные

подходы при планировании, проектировании и проведении ГРП в следующем:

- проводить предварительную кислотную обработку для инициации и снятия напряжений в трещине;
- развить трещину максимально возможно в длину;
- применять маловязкую жидкость разрыва;
- использовать самый мелкофракционный состав проппанта;
- поддерживать высокие темпы нагнетания жид-

кости и использовать «оторочки» для исключения экранирования проппанта.

Необходимо отметить, что все этапы проекта – от моделирования, подбора скважин и программных расчетов, заканчивая применяющимися материалами, оборудованием и техникой – проводились имеющимися ресурсами ПАО Татнефть (производства компаний РФ и Республики Беларусь), что не ставит компанию в зависимость от меняющихся внешних политических и экономических факторов.

Литература

- Хисамов Р.С., Губайдуллин А.А., Базаревская В.Г., Юдинцев Е.А. Геология карбонатных сложно построенных коллекторов девона и карбона Татарстана. Казань: ФЭН. 2010. 83 с.
- Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Жарков А.М. Нефтегазовые отложения доманикового типа – резерв поддержания добычи углеводородов в промышленно освоенных районах. *Георесурсы*. № 4(54). 2013. С. 18-22.
- Хисамов Р.С., Мухметшин Р.З., Гумаров Н.Ф., Миннуллин Р.М. Проблемы и возможные пути освоения залежей углеводородов в доманикитах южно-татарского свода. *Сб. докладов межрегион. научно-практ. конф. «Перспективы увеличения ресурсной базы разрабатываемых месторождений, в т.ч. из доманиковых отложений»*. Лениногорск. 2015.
- Хусайнов Р.Ф., О результатах работ по интенсификации добычи нефти из доманиковых отложений в НГДУ «Альметьевнефть». *Сб. докладов семинара молодых специалистов секции «Геология, разработка нефтяных и газовых месторождений»*. ИХЛАС, Казань. 2015. С. 99-101.

Сведения об авторах

Руслан Фаргатович Хусайнов – заместитель начальника по геологии ЦДНГ-4

Нафис Анасович Назимов – начальник отдела опытно-промышленных работ по МУН ПАО «Татнефть»

Нафис Фаритович Гумаров – главный геолог

Булат Галиевич Ганиев – начальник технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений

Максим Викторович Швыденко – заместитель начальника технологического отдела по разработке нефтяных и газовых месторождений

Руслан Шамилович Абсаямов – руководитель СНИТО НГДУ «Альметьевнефть», ПАО «Татнефть»
423450, Республика Татарстан, г. Альметьевск, ул. Ленина, д. 35.

Тел: (8553)301-841, e-mail: HusainovRF@almet.tatneft.ru

Окончание статьи Р.Ф. Хусаинова, Н.А. Назимова, Н.Ф. Гумарова, Б.Г. Ганиева, М.В. Швыденко, Р.Ш. Абсаямова «Разработка залежей низкопроницаемых Доманиковых коллекторов ...»

Development of low permeable Domanic reservoirs using massive hydraulic fracturing on the example of Production Department Almeteyevneft PJSC Tatneft

R.F. Khusainov, N.A. Nazimov, N.F. Gumarov, B.G. Ganiev, M.V. Shvydenko, R.Sh. Absalyamov
Production Department Almeteyevneft PJSC Tatneft, Almeteyevsk, Russia, e-mail: HusainovRF@almet.tatneft.ru

Abstract. Over the past decade, active introduction of hydraulic fracturing on a unique Romashkino field in Tatarstan was one of directions that stabilized oil production decline, and in some areas even increased it. Production Department Almeteyevneft over the years carried out more than 1000 well treatments, most of which occur in the Devonian clastic sediments. With experience gained, hydraulic fracturing was introduced in clastic Lower Carboniferous sediments. It required adjustments in the design considering weak cementation of rocks, small clay barriers. Taking into account high rate of development of clastic reservoirs and need to replenish the resource base of the company, there is a necessity to develop Devonian carbonate rocks once considered as unpromising. The article reflects the results on adapting hydraulic fracturing to the conditions of source rocks in Domanic horizon.

Key words: hydraulic fracturing, Domanic sediments, low-permeable reservoirs, unconventional reservoirs, modes of treatments.

References

- Khisamov R.S., Gubaydullin A.A., Bazarevskaya V.G., Yudinsev E.A. Geologiya karbonatnykh slozhno postroennykh kolektorov devona i karbona Tatarstana [Geology of carbonate complex Devonian and Carboniferous reservoirs of Tatarstan]. Kazan: Fen Publ. 2010. 83 p. (In Russian)
- Prischepa O.M., Averyanova O.Yu., Zharkov A.M.. Oil and gas deposits of Domanic type – a reserve to maintain hydrocarbons production in commercially developed areas. *Georesursy* [Georesources]. № 4(54). 2013. Pp. 18-22. (In Russian)
- Khisamov R.S., Mukhmetshin R.Z., Gumarov N.F., Minnullin R.M.

Problems and possible ways of hydrocarbon deposits development in domanikites of South-Tatar arch. *Sb. dokladov mezhhregion. nauch.-prakt. konf. «Perspektivy uvelicheniya resursnoy bazy razrabatyvaemykh mestorozhdeniy, v t.ch. iz domanikovykh otlozheniy»* [Interregional Sci. and Pract. Conf. «Prospects for increasing the resource base of producing fields, including Domanik deposits»: Collected papers]. Leninogorsk. 2015. (In Russian)

Khusainov R.F. On the results of intensification of oil production from Domanik deposits in NGDU «Almeteyevneft. *Sb. dokladov seminara molodykh spetsialistov sektsii «Geologiya, razrabotka neflyanykh i gazovykh mestorozhdeniy»* [Seminar of young professionals of section «Geology, development of oil and gas fields»: Collected papers]. Ikhlas, Kazan. 2015. Pp. 99-101. (In Russian)

Information about authors

Ruslan F. Khusainov – Deputy Head of the Oil Production Section

Nafis A. Nazimov – Head of the Department of Experimental Field Operations on EOR, PJSC «Tatneft»

Nafis F. Gumarov – Chief Geologist

Bulat G. Ganiev – Head of the Technological Department on Oil and Gas Development

Maksim V. Shvydenko – Deputy Head of the Technological Department on Oil and Gas Development

Ruslan Shamilovich Absalyamov – Head of the Scientific and Technical Information Office

Production Department Almeteyevneft PJSC Tatneft
423450, Russia, Republic of Tatarstan, Almeteyevsk, Lenina St., 35. Phone: +7(8553)301-841.