



DOI 10.22363/2312-8143-2018-19-3-391-401

УДК 550.8.05

Решение геолого-технологических задач в карбонатных разрезах с развитой вторичной емкостью на примере месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции

Е.Г. Исайчева, Л.Р. Фаттахов, Р.Ф. Абдулкеримов

Российский университет дружбы народов (РУДН)
Российская Федерация, 117198, Москва, ул. Миклухо-Маклая, 6

Рассмотрены решения геолого-технологических задач на примере карбонатного разреза месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции в поглощающих скважинах. В настоящее время по способам скважинной геофизики эффективно рассчитывается емкость коллекторов в изотропной среде. При наличии трещинной и каверновой пористости стандартные методы электротометрии оказываются нерезультативными даже для качественной интерпретации. Поэтому в сложном коллекторе с вторичной структурой порового пространства используется построение интерпретационной модели по комплексу следующих методов геофизических исследований скважин: нейтронных методов, акустического каротажа и гамма-гамма плотностной метод. Для ликвидации поглощений были использованы как стандартные методы, так и новейшие разработки. Показана эффективность использования профильных перекрывателей в поглощающих скважинах.

Ключевые слова: вторичная пористость, сложный коллектор, профильный перекрыватель, интерпретационная модель, бурение

Введение

Отличительными особенностями Волго-Уральской нефтегазоносной провинции является наличие карбонатных коллекторов с развитой вторичной пористостью. На фоне общего усложнения условий разработки современных месторождений изучение данного региона представляет повышенный интерес. Сложные коллекторы представлены не только карбонатными коллекторами, также сложными являются: коллекторы с многофазным насыщением, нефтематеринские породы.

На сегодняшний день многие старые месторождения уже истощены. Пополнение категории запасов нефти и газа из категории перспективных ресурсов идет в основном за счет пересмотра состояния выше- или нижележащих пластов в уже разрабатываемом горизонте, а не путем открытия совершенно новых залежей. Пласты, которые раньше считались неколекторами, сегодня переводят в разряд продуктивных пластов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами. Главной причиной этого является эффективное изучение вторичной пористости

карбонатных коллекторов и более ясное понимание условий образования и путей фильтрации коллектора с трещинной и кавернозной пористостью.

Цель работы — геолого-технологическое обоснование применения профильных перекрывателей в поглощающих скважинах.

Материалы и методы

Объект исследования — карбонатный разрез одного из месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Комплекс геолого-технологических исследований (ГТИ) в процессе бурения, оперативная обработка и интерпретация результатов, своевременное проведение комплекса геофизических исследований скважин (ГИС) значительно повышают геологическую эффективность работ, их однозначность, достоверность результатов и дают ощутимый экономический эффект в строительстве скважин.

Чем сложнее разрез, тем больший комплекс геофизических исследований требуется для его изучения, тем сложнее интерпретация результатов. При правильном применении служба ГТИ является эффективным инструментом получения оперативной информации при бурении скважин. На сегодня это является немаловажным фактором, так как требуются все более дорогостоящие технологические решения при бурении скважин и эксплуатации залежей со сложными коллекторами.

В связи с этим выделены следующие задачи:

- создание интерпретационной модели вторичной пористости карбонатного коллектора;
- сравнение различных методов борьбы с поглощением при вскрытии карбонатных разрезов;
- оценка эффективности профильных перекрывателей в поглощающих скважинах.

Интерпретационная модель строится на основе данных петрофизических исследований и результатов промыслово-геофизических работ. Ввиду трудности определения стандартными лабораторными способами полезной пористости сложных видов пластов предлагается периодически пересчитывать промышленные запасы нефти и газа, содержащиеся в подобных коллекторах, и в последующем по ним рассчитывать эффективную емкость для дальнейшего использования этих значений на аналогичных месторождениях [1].

На сегодняшний день по способам скважинной геофизики эффективно рассчитывается емкость коллекторов в изотропной среде. При наличии трещинной и каверновой пористости стандартные методы электрометрии оказываются нерезультативны даже для качественной интерпретации. Поэтому в сложном коллекторе с вторичной структурой порового пространства используется построение интерпретационной модели по комплексу следующих методов ГИС: нейтронных методов, акустического каротажа и гамма-гамма плотностной метод. В этом случае пористость пород и содержание в них отдельных минералов (кварца, доломита, ангидрита, кальцита и т.п.) находят решением системы линейных уравнений, связывающих показания отдельных методов ГИС с вышеперечисленными характеристиками. Например, для пород, представленных в изучаемом месторождении,

в минеральном скелете которых присутствуют известняк, доломит и ангидрит, что типично для многих карбонатных разрезов, система уравнений будет иметь следующий вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta T_{\Pi} = \Delta T_{\text{дол}} \cdot V_{\text{дол}} + \Delta T_{\text{изв}} \cdot V_{\text{изв}} + \Delta T_{\text{анг}} \cdot V_{\text{анг}} + \Delta T_{\text{ж}} \cdot K_{\Pi}; \\ K_{\Pi, \Pi} = \Delta K_{\Pi, \text{п.дол}} \cdot V_{\text{дол}} + \Delta K_{\Pi, \text{п.изв}} \cdot V_{\text{изв}} + \Delta K_{\Pi, \text{п.анг}} \cdot V_{\text{анг}} + \Delta K_{\Pi, \text{п.пж}} \cdot K_{\Pi}; \\ \delta_{\Pi} = \delta_{\text{дол}} \cdot V_{\text{дол}} + \delta_{\text{изв}} \cdot V_{\text{изв}} + \delta_{\text{анг}} \cdot V_{\text{анг}} + \delta_{\text{ж}} \cdot K_{\Pi}; \\ 1 = V_{\text{дол}} + V_{\text{изв}} + V_{\text{анг}} + K_{\Pi}; \end{array} \right. \quad (1)$$

где $V_{\text{дол}}$, $V_{\text{изв}}$, $V_{\text{анг}}$ — относительные объемы доломита, кальцита и ангидрита в породе; $\Delta T_{\text{дол}}$, $\Delta T_{\text{изв}}$, $\Delta T_{\text{анг}}$, $\Delta_{\text{дол}}$, $\Delta_{\text{изв}}$, $\Delta_{\text{анг}}$ — величины интервального времени и плотности в соответствующих минералах; $\Delta K_{\Pi, \Pi}$ — значения поправок в нейтронную пористость по отношению к известняку для соответствующего минерала; $\Delta T_{\text{ж}}$, $\Delta_{\text{ж}}$ и $\Delta K_{\Pi, \text{пж}}$ — то же во флюиде, заполняющем поровое пространство [2].

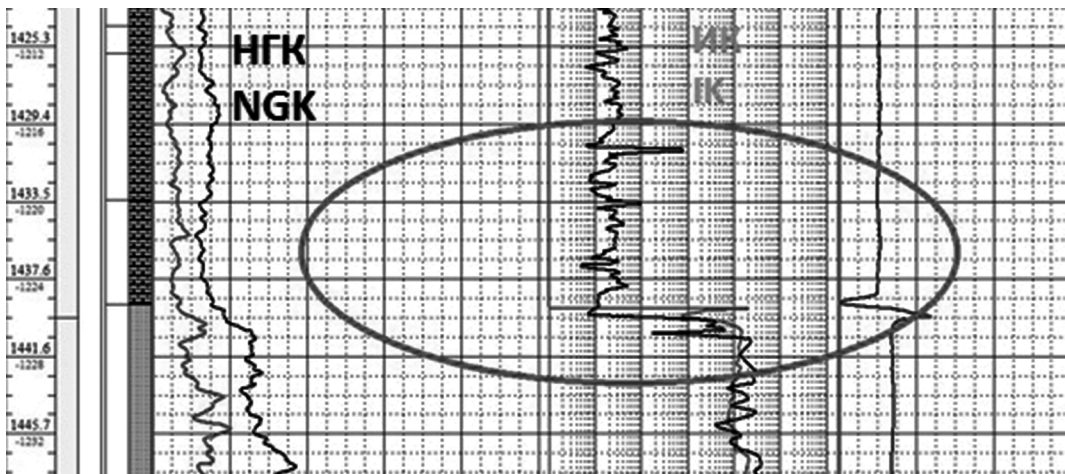


Рис. 1. Показания методов ГИС в интервале поглощений
[Fig. 1. Readings from well logging methods in the absorption interval]

В изучаемой скважине был проведен комплекс ГИС, включающий пару: АК-НМ. Данные по индукционному каротажу (ИК) в интервале поглощения 1400–1440 м абсолютно не информативны, в то время как по результатам нейтронного гамма-каротажа (НГК) можно выделить каждый пропласток. Метод бокового каротажного зондирования (БКЗ) также не отображает реальной картины в интервале поглощений (кривые разных градиент-зондов идут параллельно друг другу), в то время как по кривой акустического метода возможна качественная и количественная интерпретация.

Но даже когда известен вид коллектора, данная интерпретационная модель не всегда информативна, так как в ней не учитывается случайное распределение трещинной и каверновой пористости в реальной породе-коллекторе. Для этого используются М-Н плотности, которые строятся на основе имеющейся геологической информации о разрезе — выделяются основные породообразующие минералы и какой-либо геофизический параметр, подчеркнута выраженный на графике. Не-

достатком графика М-Н является в ряде случаев неоднозначный ответ об основных породообразующих минералах. Поэтому рекомендуется использовать зависимость параметра М от какого-либо геофизического параметра: $\Delta T_{\text{п}}$, $K_{\text{п.п}}$, $\Delta \rho$, $\alpha_{\text{сп}}$, ΔJ_{γ} и др. В таком случае породообразующие минералы определяются однозначно.

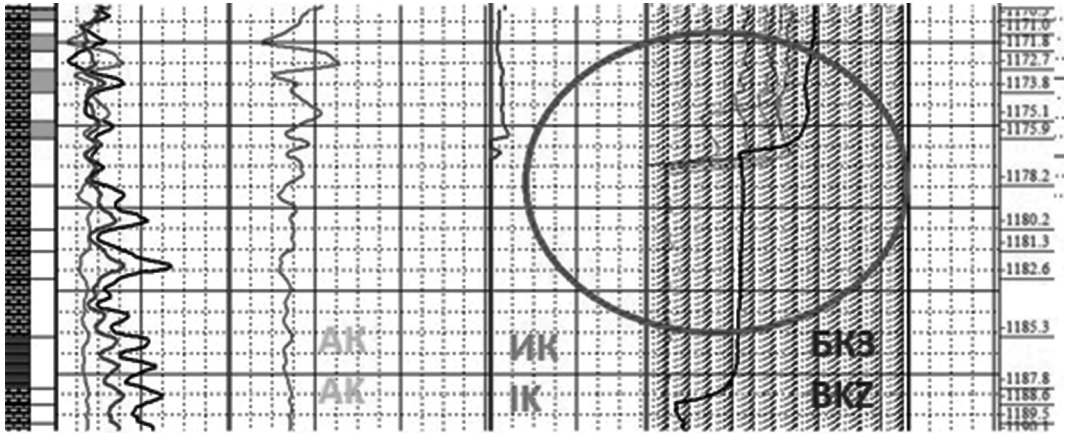


Рис. 2. Информативность методов БКЗ в интервале поглощений
[Fig. 2. Sensitivity of lateral logging sounding methods in the absorption interval]

Таблица

Ведомость поглощений в процессе строительства скважины
[Table. List of intakes during the construction of the well]

Интервал, м [Interval, m]	Дата, № рейса [Date Round №]	Объем поглощения, м ³ [Absorption Volume, m ³]	Интенсивность поглощения, м ³ /ч [Absorption intensity, m ³ /h]	Стратиграфия на забое [Stratigraphy on bottomhole]
1346—1356	29.07.2017, 4 Рейс [Round 4]	2	2	Башкирский ярус [Bashkirian stage]
1372—1421	30.07.2017, 4 Рейс [Round 4]	2—25	3—22	Серпуховский ярус [Serpukhovian stage]
1421—1425	31.07.2017, 5 Рейс [Round 5]	42—44	50	Серпуховский ярус [Serpukhovian stage]
1563—1567	25.08.2017, 15 Рейс [Round 15]	15—20	20—60	Визейский ярус Окский надгоризонт [Visean stage Oka superhorizon]
1567—1568	26.08.2017, 16 Рейс [Round 16]	38	70	Визейский ярус Окский надгоризонт [Visean stage Oka superhorizon]
1579—1586	29.08.2017, 18 Рейс [Round 18]	12—14	6—28	Визейский ярус Окский надгоризонт [Visean stage Oka superhorizon]
1606—1616	30.08.2017, 18 Рейс [Round 18]	12	3,5	Визейский ярус Окский надгоризонт [Visean stage Oka superhorizon]

В изучаемой скважине была построена интерпретационная модель и получены данные по проницаемости в интервале поглощений (0,7—14 мД). Данные по проницаемости занижены, так как по ведомости поглощений в рассматриваемом интервале 1400—1440 м зафиксирован наибольший объем поглощения. Таким образом, результаты расчета фильтрационно-емкостных свойств по системе уравнений (1) являются некорректными, интерпретационную модель необходимо дополнить М-Н плотами.

Результаты и обсуждение

Для ликвидации поглощения в начале были использованы стандартные методы: специальный глинистый буровой раствор (БР), далее пошла закачка резины, стекловолокна, кошмы и шерсти для того, чтобы закупорить трещины и поры. Но это не помогло, по-прежнему при промывке не был получен выход промывочной жидкости (ПЖ) на приемной емкости. Отметим, что наличие таких компонентов затрудняет отбор шлама, и если закачивать промывочную жидкость с резиной, стекловолокном и шерстью в продуктивные интервалы, то вся околоскважинная зона будет малоинформативна для последующих ГИС. После того как стандартные методы не дали эффекта, была использована новая разработка: закачка специального гелиевого раствора, который при взаимодействии с водой в течение небольшого времени после закачки в пласт кристаллизуется и переходит в стекловидное состояние. Это стекло, по сути, образовало пленку на стенке скважины, был получен выход ПЖ при промывке. Для того чтобы закрепить этот интервал, решили установить цементный мост (ЦМ). После ОЗЦ была собрана компоновка низа буровой колонны (КНБК) для разбурки ЦМ (рис. 3). В том месте, где предполагалось наличие цементного башмака, нет нагрузки на долото. При закачке тампонажного раствора давление превышало давление при промывке, и тампонажный раствор пробил эту стекловидную пленку и полностью «ушел» в пласт.

Снижения негативных факторов необходимо добиваться при помощи новейших технологий — одним из частных решений для перекрытия зон осложнений может быть профильный перекрыватель (рис. 4), разработанный институтом «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть».

Профильный перекрыватель (ПП) — это технология перекрытия осложненных зон стальными обсадными трубами увеличенного диаметра, «смятыми» до номинального диаметра в поглощающей скважине. Протяженность перекрытия соответствует необходимому интервалу перекрытия, т.е. соразмерна зоне осложнения. Также нет необходимости цементирования, и сохраняется исходный диаметр скважины [3].

Профильный перекрыватель изготавливается из обсадных труб увеличенного диаметра нестандартным способом. С помощью расширителя до установки ПП зону осложнения расширяют до диаметра, который соответствует диаметру обсадных труб до профилирования. На буровой колонне ПП спускают в скважину до интервала поглощений. Поворотом ротора отворачивают буровую колонну от перекрывателя и закачивают буровой раствор с созданием внутреннего

давления, для того чтобы расширить ПП до плотного прижатия к стенкам расширенного интервала скважины. Чтобы окончательно выровнять складки перекрывателя и откалибровать его диаметр, осуществляют развальцовку с помощью пятироликового развальцевателя. Также возможен процесс одновременного бурения с расширением скважины, что позволяет сократить время на изоляцию предполагаемых зон поглощений [4].

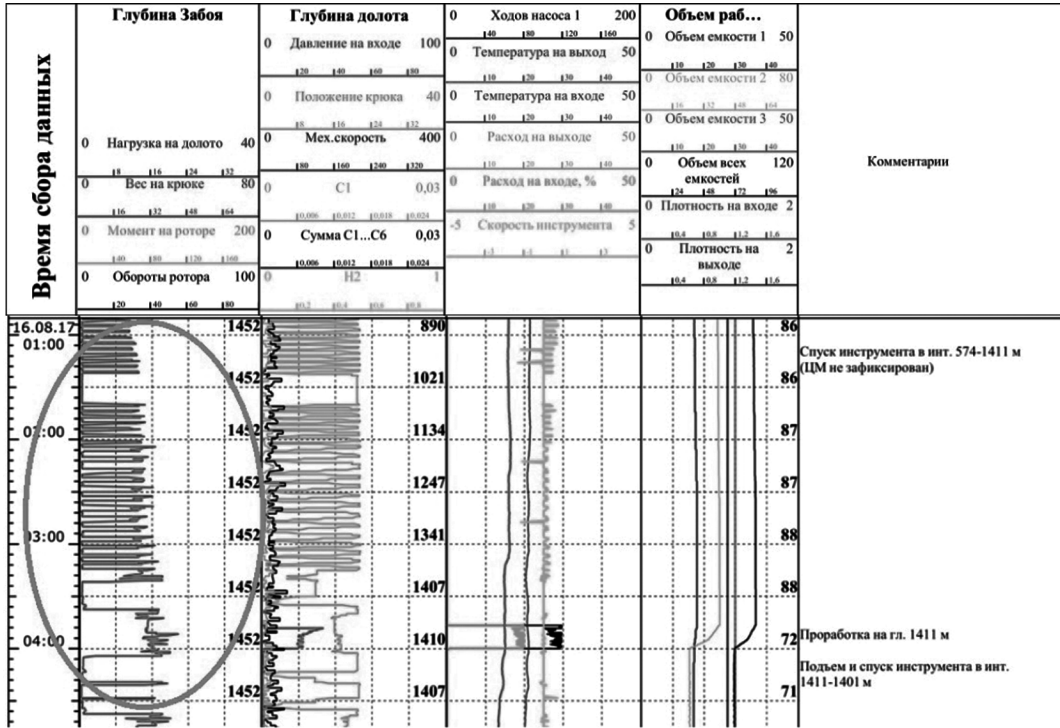


Рис. 3. Спуск КНБК для разбурки цементного башмака
 [Fig. 3. Descent of BHA for drilling the casing shoe]

Расширители как один из важнейших элементов комплекса оборудования технологии локального крепления скважины ПП можно использовать и во время бурения, т.е. производить расширение ствола скважины одновременно при проходке скважины. Это особенно актуально, так как расширители по своим техническим характеристикам не уступают бурильным долотам.

Опыт применения шарошечных расширителей РРМ 216/240 на изучаемой скважине, предназначенных для увеличения диаметра скважин с 215,9 до 237 мм роторным способом, показал, что расширение осуществляется с механической скоростью 3—9 м/ч, а проходка на один спуск бурового инструмента составляет 50—70 м в зависимости от крепости пород. Плашки новых расширителей оснащены двумя типами породоразрушающих элементов — это резцы, армированные синтетическими алмазами (PDC), и зубки из твердого сплава. Основным отличием данной конструкции плашек является то, что каждый резец продублирован дополнительным твердосплавным элементом — «импрегом» [5].

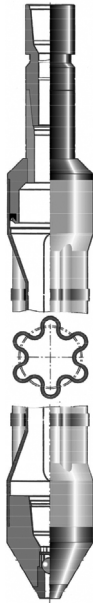


Рис. 4. Перекрыватель ОЛКС-295
[**Fig. 4.** Profile packer OLKS-295]

Источник: Патент РФ на изобретение № 2172387 Профильный перекрыватель ОЛКС-295

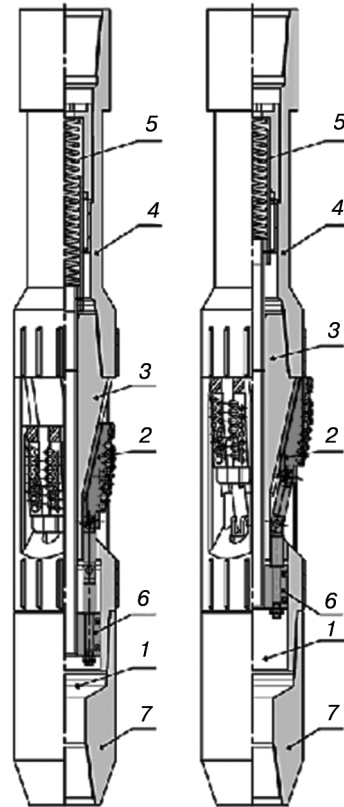


Рис. 5. Расширитель раздвижной PPM 216/240:
а — в транспортном положении; б — в рабочем положении:
1 — гидрокамера; 2 — плашка с резцами PDC; 3 — корпус;
4 — верхний переводник; 5 — пружина; 6 — поршень;
7 — нижний переводник

[**Fig. 5.** Underreamer PPM 216/240: а — in transport position;
б — in working position: 1 — hydrocamera; 2 — die with PDC cutters; 3 — body; 4 — upper sub; 5 — spring; 6 — piston; 7 — lower sub]

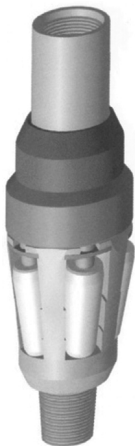


Рис. 6. Пятироликовый развальцеватель PP230/300
[**Fig. 6.** Five-roller underreamer PP230/300]

Источник: Патент РФ на изобретение № 2172387 Профильный перекрыватель ОЛКС-295

Применяются ПП не только в наклонно направленных скважинах, но и в горизонтальных, что особенно актуально для месторождений, находящихся на шельфе (где преобладают горизонтальные скважины или многозабойные с горизонтальным окончанием). Помимо ликвидации зон поглощения перекрыватели имеют возможность [6]:

- разобщить водоносные пласты от продуктивных до спуска эксплуатационной колонны;
- разобщить отдельные участки горизонтальной скважины;

- последовательно локально перекрывать зоны осложнений по мере их вскрытия;
- исключить из конструкции скважины промежуточные колонны.

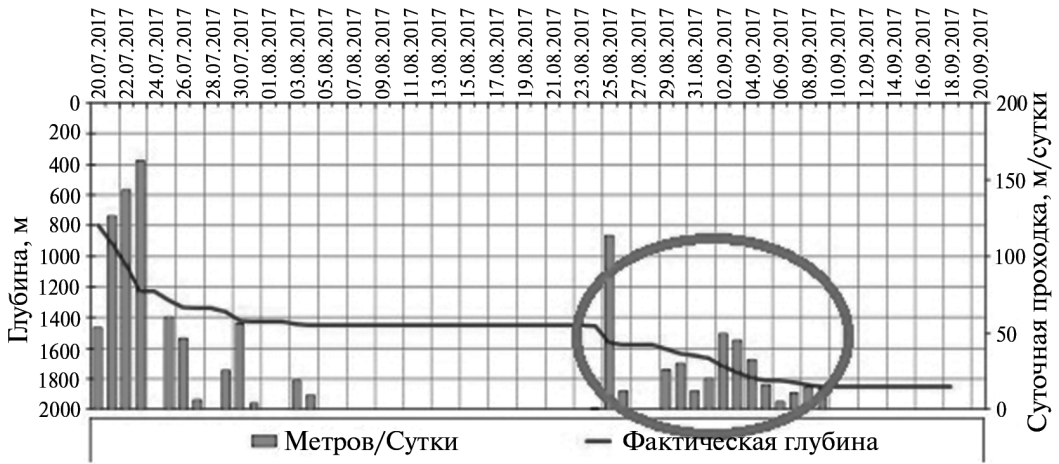


Рис. 7. График строительства скважин
[Fig. 7. Schedule of well construction]

Использование стандартных методов в изучаемой скважине заняло около 20 дней, т.е. скважина простаивала длительный период, после установки ПП (срок установки менее суток) началась проходка скважины.

Заключение

Рекомендуется использовать прогнозирование зон трещиноватости на этапе геолого-разведочных работ с помощью моделирования превалирующей вторичной пористости и в дальнейшем использовать бурение таких интервалов с одновременным применением расширителя, чтобы сократить время строительства скважин и предупредить аварийные ситуации при бурении.

Таким образом, в сложных коллекторах необходимо построение точной интерпретационной модели по данным геологии, петрофизики и ГИС, т.е. в карбонатных разрезах с развитой вторичной пористостью необходим более комплексный подход для оценки ФЕС.

Необходимо прогнозировать возможные зоны поглощения. Прогнозирование размещения сложных видов коллекторов с превалирующей вторичной емкостью основано на их моделировании. Принципиальной моделью в данном случае является та, в которой главная роль в пористости коллектора принадлежит межзерновой среде (блоки пород, рассеченные трещинами). Для целей прогнозирования факторов распределения в пространстве коллекторов и их физических и коллекторных свойств успешно применяются карты зональности постседиментационных изменений.

В зонах возможных сильных поглощений рекомендуется использовать бурение с одновременным расширением ствола скважины, что еще больше сократит время на установку ПП и будет менее затратно, чем использование стандартных методов ликвидации сильных поглощений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- [1] Вендельштейн Б.Ю., Резванов Р.А. Геофизические методы определения параметров нефтегазовых коллекторов. М.: Недра, 1978. 316 с.
- [2] Смехов Е.М., Дорофеева Т.В. Вторичная пористость горных пород—коллекторов нефти и газа. СПб.: Недра, 1987. 96 с.
- [3] Абдрахманов Г.С., Хамитьянов Н.Х. и др. Патент РФ на изобретение № 2491405. Расширитель скважин; опубл. 27.11.09.
- [4] Абдрахманов Г.С., Ибрагимов Н.Г. и др. Патент РФ на изобретение № 2374424. Способ и устройство изоляции зон осложнения бурения скважины профильным перекрывателем с цилиндрическими участками; опубл. 2009 г.
- [5] Гуськов И.В., Вакула А.Я., Филиппов В.П., Кишин А.В., Пронин В.Е., Максимов Д.В., Мухаммадеев И.Р., Тимкин Н.Я. Новая технология и инструменты для разобщения пластов профильными перекрывателями // Бурение и нефть. 2014. № 6. URL: <http://burneft.ru/archive/issues/2014-06/8> (дата обращения: 29.04.2018).
- [6] Тимкин Н.Я. Ликвидация катастрофических поглощений с применением оборудования локального крепления скважин (ОЛКС-295С) при строительстве скважины № 71 Ковыктинского месторождения // Бурение и нефть. 2016. № 2. С. 36—37. URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2016-02/36> (дата обращения: 29.04. 2018).

© Исайчева Е.Г., Фаттахов Л.Р., Абдулкеримов Р.Ф., 2018

История статьи:

Дата поступления в редакцию: 02 июня 2018

Дата принятия к печати: 25 июля 2018

Для цитирования:

Исайчева Е.Г., Фаттахов Л.Р., Абдулкеримов Р.Ф. Решение геолого-технологических задач в карбонатных разрезах с развитой вторичной емкостью на примере месторождения Волго-Уральской нефтегазоносной провинции // Вестник Российского университета дружбы народов. Серия: Инженерные исследования. 2018. Т. 19. № 3. С. 391—401. DOI 10.22363/2312-8143-2018-19-3-391-401

Сведения об авторах:

Исайчева Елена Георгиевна — старший преподаватель департамента геологии, горного и нефтегазового дела Инженерной академии, Российский университет дружбы народов. *Область научных интересов:* геологическое моделирование, петрофизика, интерпретация ГИС сложных коллекторов, подсчет запасов месторождений. *Контактная информация:* e-mail: isaycheva_eg@pfur.ru

Фаттахов Ленар Рустамович — магистрант департамента геологии, горного и нефтегазового дела Инженерной академии, Российский университет дружбы народов. *Область научных интересов:* разработка методик интерпретации ГИС, подсчет запасов месторождений. *Контактная информация:* e-mail: fattakhovlr.adn@gmail.com

Абдулкеримов Ренат Фаикович — магистрант департамента геологии, горного и нефтегазового дела Инженерной академии, Российский университет дружбы народов. *Область научных интересов:* разработка методик интерпретации ГИС, подсчет запасов месторождений. *Контактная информация:* e-mail: renat.abdulkеримov@yandex.ru

Solution for geological and technological problems in carbonate sections with developed secondary capacity on the example of Volga-Ural Petroleum and Gas Province deposit

E.G. Isaycheva, L.R. Fattakhov, R.F. Abdulkеримov

Peoples' Friendship University of Russia (RUDN University)
6, Miklukho-Maklaya str., Moscow, 117198, Russian Federation

Abstract. As of today many of the old fields are already depleted. Replenishment of the category of oil and gas reserves from the category of prospective resources proceeds mainly due to revising the state of over- or underlying layers in the already developed horizon, rather than by exploiting entirely new deposits. Current methods of allocation of complex reservoirs both according to the data of geological and technological studies and the results of commercial and geophysical studies are relevant. In this paper, solutions of geological and technological problems are considered on the example of the carbonate section of the Volga-Ural Petroleum and Gas Province in absorbing wells. Today, by the methods of borehole geophysics, reservoirs capacity in isotropic environment is effectively calculated. In the presence of fracture and cavity porosity, the standard methods of electrometry prove to be ineffective, even for a qualitative interpretation. Therefore, in the complex reservoir with a secondary porosity space structure, construction of interpretation model is used by the following methods of well logging — neutron method (NM), acoustic method (AK) and gamma-gamma density method (GGM-P). To eliminate absorptions, both standard methods and the latest developments were used. The effectiveness of the use of profile packers in absorbing wells is shown.

Key words: secondary porosity, complex reservoir, profile packer, interpretation model, drilling

REFERENCES

- [1] Wendelshtein B.A., Rezvanov R.A. Geofizicheskie metody opredeleniya parametrov neftegazovykh kollektorov [Geophysical methods for determining the parameters of oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra Publ., 1978. (In Russ.)
- [2] Smekhov E.M., Dorofeeva T.V. Vtorichnaya poristost' gornykh porod-kollektorov nefiti i gaza [Secondary porosity of oil and gas rock reservoirs]. St. Petersburg: Nedra Publ., 1987. 96 p. (In Russ.)
- [3] Abdрахmanov G.S., Khamityanov N. Patent RUS № 2491405. Rasshiritel' skvazhin [Hole reamer]. Publ., 2009. (In Russ.)
- [4] Abdрахmanov G.S., Ibragimov N.G. Patent RUS № 2374424. Sposob i ustroystvo izolyatsii zon oslozhneniya bureniya skvazhiny profil'nym perekryvatelem s tsilindricheskimi uchastkami [A method and device for isolating the zones of complicated drilling of a well by a profile packer with cylindrical sections]. Publ., 2009. (In Russ.)
- [5] Gus'kov I., Vakula A., Filippov V., Kirshin A., Pronin V., Maximov D., Mukhamadeev I., Timkin N. New technology and instruments for formation isolation by profiling packers. *Burenie i nefit' [Drilling and oil]*. 2014. No. 6. Available at: <http://burneft.ru/archive/issues/2014-06/8> (accessed 04.29.2018). (In Russ.)
- [6] Timkin N. Liquidation of disastrous acquisitions with the use of equipment local well casing (OLKS-295C) during construction of the well No. 71 of Kovykta field. *Burenie i nefit' [Drilling and oil]*. 2016. No. 2. P. 36—37. Available at: <https://burneft.ru/archive/issues/2016-02/36> (accessed 04.29.2018). (In Russ.)

Article history:

Received: June 02, 2018

Accepted: July 25, 2018

For citation:

Isaycheva E.G., Fattakhov L.R., Abdulkerimov R.F. (2018) Solution for geological and technological problems in carbonate sections with developed secondary capacity on the example of Volga-Ural Petroleum and Gas Province deposit. *Journal of Engineering Researches*, 19(3), 391–401. DOI 10.22363/2312-8143-2018-19-3-391-401

Bio Note:

Elena G. Isaycheva — Senior lecturer of the Department of Geology, Mining and Oil and Gas Engineering, Engineering Academy, Peoples' Friendship University of Russia. *Research interests:* geological modeling, petrophysics, complex-reservoir well-log interpretation, field reserves evaluation. *Contact information:* e-mail: isaycheva_eg@pfur.ru

Lenar R. Fattakhov — Master student of the Department of Geology, Mining and Oil and Gas Engineering, Engineering Academy, Peoples' Friendship University of Russia. *Research interests:* well log interpretation methods development, field reserves evaluation. *Contact information:* e-mail: fattakhovlr.adn@gmail.com

Renat F. Abdulkerimov — Master student of the Department of Geology, Mining and Oil and Gas Engineering, Engineering Academy, Peoples' Friendship University of Russia. *Research interests:* well log interpretation methods development, field reserves evaluation. *Contact information:* e-mail: renat.abdulkerimov@yandex.ru