

УДК 622.276.43

DOI: 10.18799/24131830/2024/12/4501

Шифр специальности ВАК: 05.02.13

Комплексный подход к определению эффективности системы поддержания пластового давления в карбонатных коллекторах

А.А. Исаев¹✉, Е.Е. Левитина²

¹ ООО УК «Шешмаойл», Россия, г. Альметьевск

² Тюменский индустриальный университет, Россия, г. Тюмень

✉ isaeff-oil@yandex.ru

Аннотация. Актуальность. Определяется необходимостью повышения коэффициента извлечения нефти из карбонатных коллекторов за счет увеличения коэффициентов охвата/вытеснения, а также поиском направлений повышения эффективности системы поддержания пластового давления. **Цель:** повышение эффективности разработки карбонатных коллекторов с применением системы поддержания пластового давления за счет комплексного подхода к изучению влияния закачиваемой жидкости на пластовые системы, обладающие естественной и техногенной трещиноватостью. **Объекты:** башкирский (C2bsh) и верейский (C2vr) объекты среднего карбона Дачной структуры Дачного месторождения Республики Татарстан, в тектоническом отношении приуроченные к Ульяновской структуре Южно-Татарского свода. **Методы:** сейсмические, акустические, радиоактивные, гидродинамические методы, а также методы наземного микросейсмического мониторинга для выявления характера активизации естественной и техногенной трещиноватости при гидроразрыве пласта и циклической закачке в нагнетательные скважины. **Результаты.** Выполнен анализ гидродинамической системы карбонатных коллекторов верей-башкирских отложений; выявлены каналы фильтрации; проведена оценка направления движения нагнетаемой жидкости; проведен анализ влияния системы поддержания пластового давления на различных режимах закачки и уровнях компенсации в карбонатных коллекторах на добывающие скважины. При проведении гидроразрыва пласта в рассматриваемых коллекторах установлено, что трещина распространяется на оба объекта, образуя тем самым единую гидродинамическую систему. Выводы, полученные по итогам работы, говорят об эффективности системы поддержания пластового давления в данных карбонатных коллекторах. Уточнение данных о каналах фильтрации как рабочего агента, так и вытесняемой им нефти, в комплексе со знаниями скоростей продвижения закачиваемой жидкости и профиля ее распределения позволяет эффективно регулировать процесс разработки месторождения.

Ключевые слова: карбонатный коллектор, поддержание пластового давления, естественная трещиноватость, гидроразрыв пласта, циклическое заводнение

Для цитирования: Исаев А.А., Левитина Е.Е. Комплексный подход к определению эффективности системы поддержания пластового давления в карбонатных коллекторах // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2024. – Т. 335. – № 12. – С. 220–230. DOI: 10.18799/24131830/2024/12/4501

UDC 622.276.43

DOI: 10.18799/24131830/2024/12/4501

Integrated approach to determining the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system in carbonate reservoirs

A.A. Isaev¹✉, E.E. Levitina²

¹ Sheshmaoil LLC, Almetьевsk, Russian Federation

² Tyumen Industrial University, Tyumen, Russian Federation

✉ isaeff-oil@yandex.ru

Abstract. Relevance. The need to improve the oil recovery factor from carbonate reservoirs by increasing sweep/displacement coefficients, as well as by searching for ways to improve the efficiency of the reservoir pressure maintenance system. **Aim.** To increase the efficiency of developing carbonate reservoirs using a reservoir pressure maintenance system through an integrated approach to studying the impact of injected fluid on reservoir systems with natural and man-made fracturing. **Objects.** Bashkir (C2bsh) and Vereisky (C2vr) Middle Carboniferous objects of the Dachnoe structure of the Dachnoe deposit of the Republic of Tatarstan, tectonically confined to the Ulyanovsk structure of the South Tatar arch. **Methods.** Seismic, acoustic, radioactive, hydrodynamic methods, as well as methods of ground microseismic monitoring to identify the nature of the activation of natural and man-made fracturing during hydraulic fracturing and cyclic injection into injection wells. **Results.** The authors have carried out an analysis of the hydrodynamic system of carbonate reservoirs of the Vereiskian-Bashkirian deposits; identified filtration channels; assessed the direction of injected fluid movement; carried out the analysis of the impact of the formation pressure maintenance system on producing wells at various injection modes and compensation levels in carbonate reservoirs. When carrying out hydraulic fracturing in the reservoirs under consideration, it was established that the crack propagates to both objects, thereby forming a single hydrodynamic system. The conclusions obtained from the work indicate the effectiveness of the system for maintaining reservoir pressure in these carbonate reservoirs. Clarification of data on the filtration channels of both the working agent and the oil displaced by it, in combination with knowledge of the rates of movement of the injected liquid and its distribution profiles, makes it possible to effectively manage the oil field development.

Keywords: carbonate reservoir, reservoir pressure maintenance, natural fracturing, hydraulic fracturing, cyclic flooding

For citation: Isaev A.A., Levitina E.E. Integrated approach to determining the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system in carbonate reservoirs. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2024, vol. 335, no. 12, pp. 220–230. DOI: 10.18799/24131830/2024/12/4501

Введение

Несмотря на длительную историю разработки нефтяных месторождений, на сегодняшний день карбонатные коллектора остаются малоизученными и по сравнению с терригенными разрабатываются с меньшей степенью управления в координатах «добыча/регулирование разработки посредством системы поддержания пластового давления (ППД)». Связано это прежде всего с несовершенством существующих методик проведения гидродинамических исследований и исследований кернового материала и отсутствием корреляции между параметрами скважин в трещиноватых коллекторах, отличающихся высокой анизотропией. И хотя гидродинамические исследования скважин подтверждают ожидаемые «режимы двойной пористости/проницаемости» по трещиновато-поровым пластам, и ожидаемая расчётная модель трещин ограниченной и неограниченной проводимости в карбонатах с осуществлённым гидроразрывом пласта определяется с хорошей достоверностью, необходимо понимать, что существующая система разработки карбонатных коллекторов является менее эффективной по сравнению с системой разработки терригенных коллекторов. Применяемые в настоящее время технологии, такие как бурение боковых стволов, ГРП, обработка призабойной зоны (ОПЗ), решают проблему выполнения плана проектных показателей, но нельзя не отдавать себе отчёт в том, что они влияют в большей части на увеличение темпов отбора нефти и не столь эффективно решают задачу повышения коэффициента извлечения нефти посредством увеличения коэффициентов охвата/вытеснения, т. е. задача по оптимальному вытеснению запасов (целиков) нефти в матрице

пород и в трещиноватом пространстве карбонатного коллектора выполняется не в должной мере.

Проводимые мероприятия по контролю и регулированию системы ППД имеют малую успешность, которая ощущается постфактум, и эффект бывает положительным в малом количестве случаев. Факт отсутствия прямого влияния нагнетательных скважин и прямой оценки эффективности ППД (Qнефти до/Qнефти после) обуславливает некоторую «ущербность» мероприятий по фонду ППД перед мероприятиями по добывающему фонду. Практически у всех нефтяных компаний существует потребность в поиске и определении направлений повышения эффективности ППД в карбонатных коллекторах, но единых мнений, как работать с закачкой в карбонатах, нет. В сложившейся ситуации по направлению ППД карбонатных коллекторов можно отметить следующие основные моменты:

- 1) по причине отсутствия или негативного влияния закачка в целевые объекты минимальна и ведётся в основном в законтурные области залежей;
- 2) существующие распространенные методы промыслово-геофизических исследований обладают меньшей степенью информативности для карбонатных коллекторов по сравнению с терригенными (карбонаты очень зависимы от показателей режима работы из-за трещиноватого характера коллектора);
- 3) в дальнейшем ожидается прогнозный рост нагнетательного фонда вследствие увеличения выработанности объектов (повышение объема добычи жидкости при неуклонном росте обводненности приведёт к увеличению попутно-добываемой воды, с необходимостью её дальнейшего «размещения»).

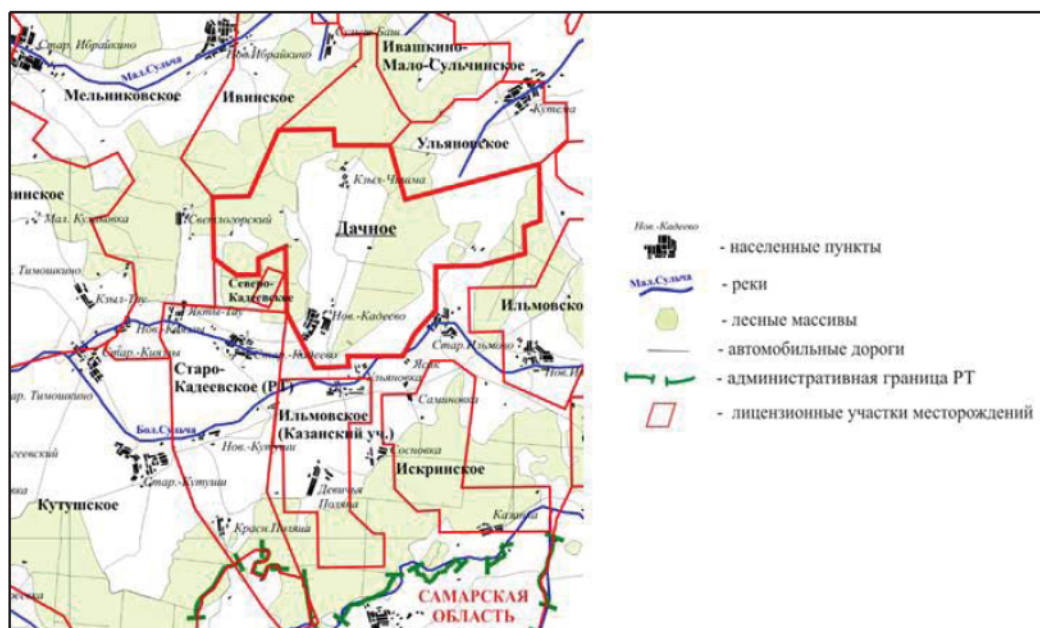


Рис. 1. Схема местоположения Дачного месторождения
 Fig. 1. Location diagram of the Dachnoe deposit

Материалы и методы

Для проведения исследований был выбран участок ППД по башкирскому (C_2bsh) и верейскому (C_2vt) объектам среднего карбона Дачной структуры Дачного месторождения Республики Татарстан. Тектонически участок приурочен к Ульяновской структуре Южно-Татарского свода [1, 2]. На рис. 1 представлена схема местоположения Дачного месторождения.

Опытный участок (рис. 2) отличается от других наличием явного влияния от закачки с момента перевода скважин в нагнетание и тем, что в 2020 г. в процессе ввода скважин из бурения с уплотненной сеткой расположения забоев (1-й, 2-й ряды от нагнетательной скважины при сетке разбуривания 150×150 м) выявлены случаи избыточного устьевого давления (фонтанирования) сразу после перфорации, без проведения ОПЗ, ГРП и т. п. Подобные случаи по карбонатным объектам месторождений юго-востока республики не считаются обыденным явлением и крайне редки. Целью исследования было выявление закономерностей по участку с наличием явного влияния системы ППД, с идентификацией максимального количества факторов, определяющих данную конкретную ситуацию для оценки возможности дальнейшего тиражирования на другие аналогичные месторождения.

Анализируя предыдущие работы на предмет определения пространственных структур, в том числе и линейного характера распространения, необходимо отметить, что в 2004 г. на Дачном месторождении проведены сейсморазведочные работы методом общей глубинной точки (МОГТ-2D)

[3]. Целевым назначением работ было уточнение геологического строения локальных поднятий и выдача рекомендаций по оптимальному размещению сетки скважин.

Основными геологическими задачами исследований МОГТ-2D были:

- 1) изучение структурных планов по отражающим горизонтам в осадочном чехле с целью выделения нефтеперспективных объектов;
- 2) уточнение контуров залежей;
- 3) анализ временных разрезов с целью выявления и прослеживания зон тектонических нарушений, зон возможных литологических замещений;
- 4) оценка выявленных объектов и выдача рекомендаций по оптимальному размещению сетки поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

Результаты сейсморазведочных работ на Дачной площади представлены временными разрезами, частично переобработанными и полностью переинтерпретированными в отчетный период, а также картами интервальных времен между основными отражающими границами, совмещенными с картами интервальных скоростей, схематическими структурными картами кровли продуктивного пласта C_2vt_3 верейского горизонта, рассчитанными методом схождения от отражающих границ В и У, схемой сопоставления основных тектонических элементов. На карты по продуктивным пластам вынесены внешние контуры нефтеносности по данным бурения и сейсморазведки, прогнозные контуры залежей по данным сейсморазведки и зоны отсутствия коллекторов по данным бурения (рис. 3).

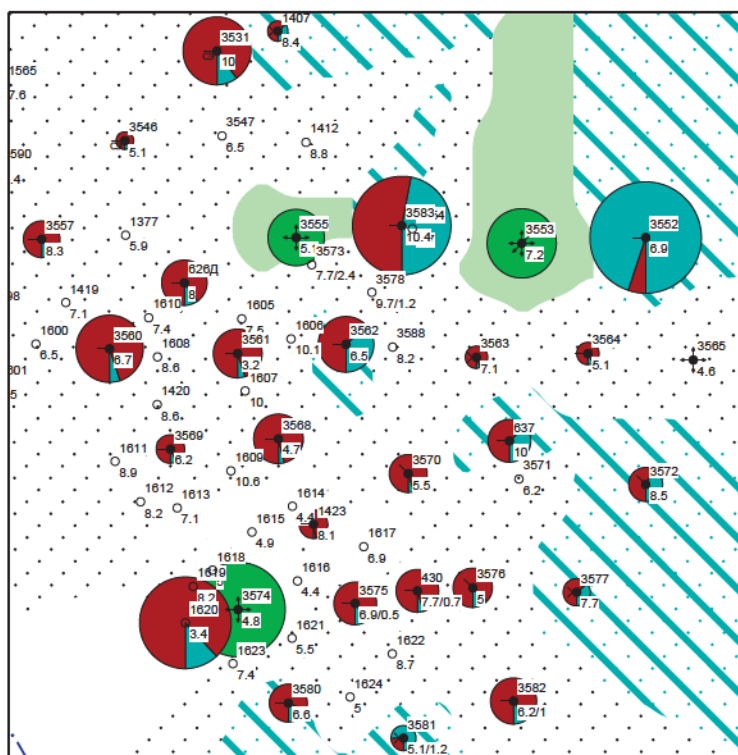


Рис. 2. Обзорная карта опытного участка, верейский горизонт
Fig. 2. Overview map of the experimental site, Vereisky horizon

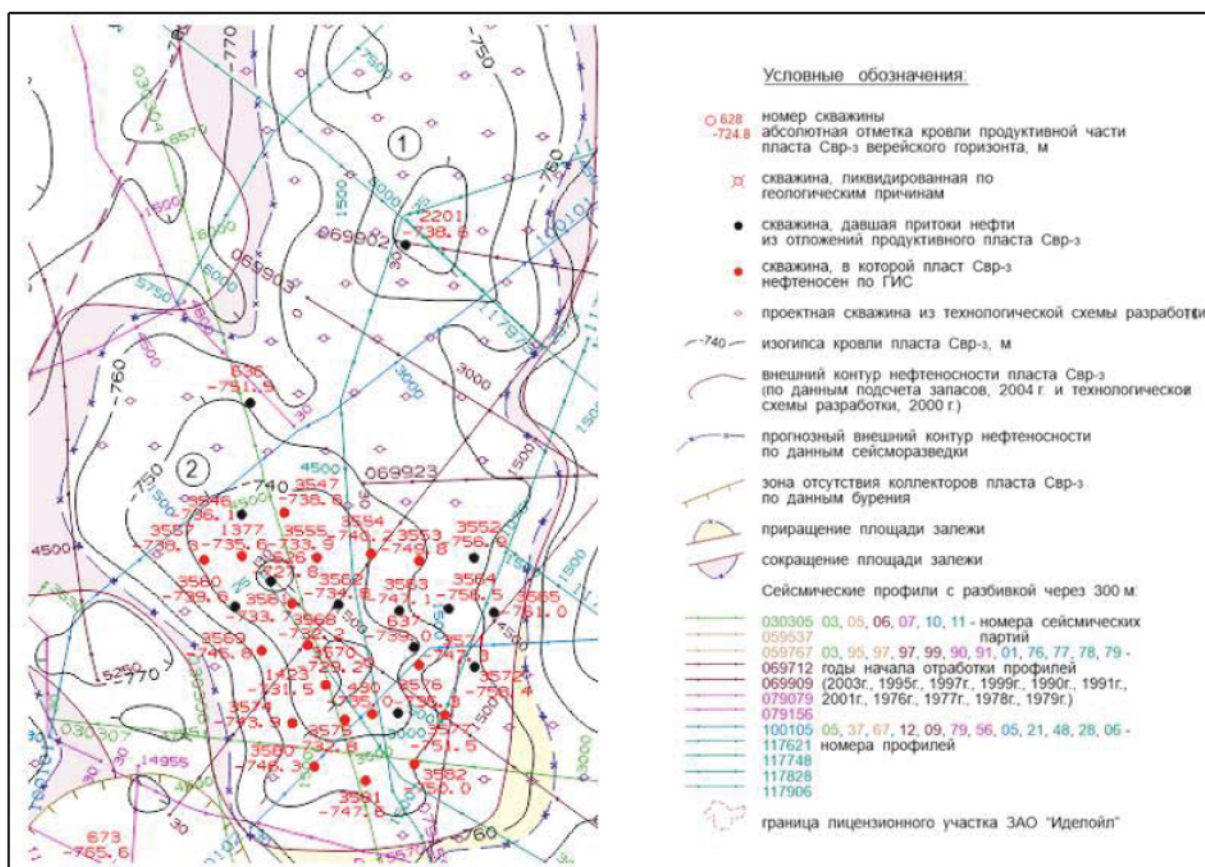


Рис. 3. Структурная карта по кровле C2vr3 верейского горизонта Дачного поднятия
Fig. 3. Structural map of the top C2vr3 of the Vereisky horizon of the Dachnoe uplift

Целевым назначением работ являлось уточнение геологического строения локальных залежей, в том числе и Дачного поднятия. Необходимо отметить, что полученные профили не внесли радикальных изменений в существующие представления о местоположении тектонических элементов и их соотношений. Описание структурных планов на площади исследований в основном повторяет изложенное ранее, с уточнением отдельных деталей, размеров и амплитуд.

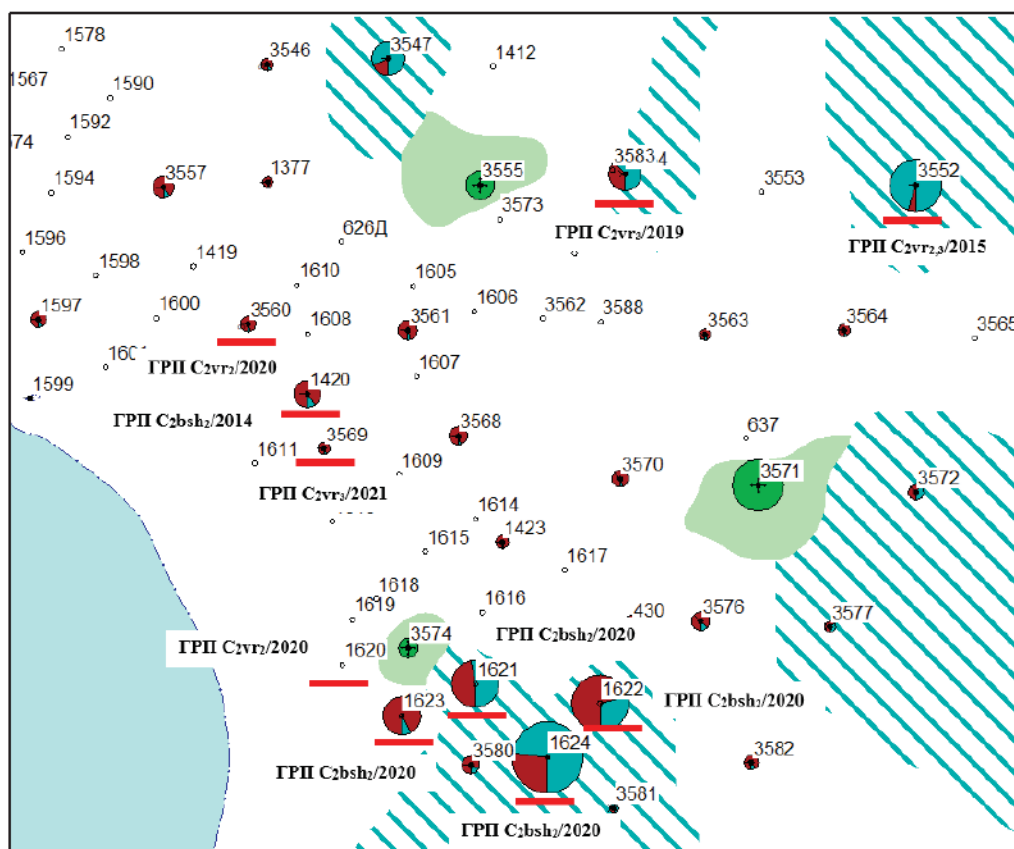
На площади преобладают в основном прогибы субмеридионального простирания, в восточной части месторождения намечены также прогибы субширотного и северо-восточного направлений. Важно подчеркнуть, что по результатам анализа исследований МОГТ-2D по целевым верей-башкирским отложениям не выявлено зон региональных дизъюнктивных нарушений и каких-либо схожих с ними структур линейного характера распространения.

Для ответа на вопрос «Являются ли карбонатные верей-башкирские отложения единой гидродинамической системой?» необходимо обратиться к геологическому строению и геолого-физическим характеристикам данных коллекторов, а также прибегнуть к анализу ранее проведенных ГРП на опытном участке.

Верейские залежи имеют пластово-сводовое строение, сложены карбонатно-поровыми коллекторами. Средняя общая толщина составляет 26 м, эффективная нефтенасыщенная толщина 5–6 м. Карбонатные пласты расчленяются терригенными перемычками. Основными нефтеносными являются пласты C_{2vr3} и C_{2vr2} , расположенные в подошве, ближе к подстилающей кровле башкирского яруса.

Башкирские залежи имеют массивное строение, сложены карбонатно-поровыми коллекторами. Средняя общая толщина составляет 26 м, эффективная нефтенасыщенная толщина 5–9 м. Основными нефтеносными являются пласты C_{2bsh2} , расположенные в кровле, ближе к перекрывающей подошве верейского горизонта. Перемычка между верейским горизонтом и башкирским ярусом сложена глинистым пропластком мощностью 1–2 м, в очень редких случаях данная перемычка отсутствует.

На рассматриваемом участке было проведено десять операций гидроразрыва пласта, по пять на верейском и башкирском горизонтах. Объединенная карта ГРП Дачного поднятия по объектам с разбивкой по годам, которая говорит о довольно высокой плотности ГРП участка, представлена на рис. 4.



Для комплексного анализа рассмотрим характеристики трещин ГРП, полученные как по результатам дизайна, так и методом, максимально близким к прямым замерам (исследованиям), а именно к определению эффективности гидроразрыва с использованием маркированного проппанта, который проводился на скв. № 1420 Дачного поднятия [4]. Основные характеристики трещин представлены в табл. 1, согласно которой средняя высота трещин в скважинах после проведения ГРП составляет 33,6 м, средняя длина трещин 108 м (полудлина 54 м).

Таблица 1. Характеристика трещин ГРП на участке Дачного поднятия

Table 1. Characteristics of hydraulic fractures in the Dachnoe uplift area

№ скв Well no.	Объект ГРП Hydraulic fracturing facility	Пласт ГРП Hydraulic formation	Дата ГРП Date of hydraulic fracturing	Высота трещины по дизайну, м Crack height by design, m	Полудлина трещины по дизайну, м Half-length of crack by design, m	Объем проппанта, т Proppant volume, t
1420	Башкир	C2bsh2	2014	32	44	18
1620	Верей	C2vr2	2020	35	64	7
1621	Башкир	C2bsh2	2020	44	40	7
1622	Башкир	C2bsh2	2020	35	68	11
1623	Башкир	C2bsh2	2020	43	53	7
1624	Башкир	C2bsh2	2020	33	55	7
3552	Верей	C2vr2,3	2015	28	65	20
3560	Верей	C2vr2	2020	28	56	20
3569	Верей	C2vr3	2021	31	48	23
3583	Верей	C2vr3	2019	27	49	24

В своей работе более подробно коснемся метода с использованием маркированного проппанта. В состав данного проппанта входит $Gd^{64}_{157,25}$, отличающийся высоким сечением радиационного захвата нейтронов и являющийся одним из наиболее сильных из известных поглотителей нейтронов. Таким образом, с помощью методов спектрального импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК-С) и импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК) можно определить места (интервалы) скопления маркированного проппанта в интервале ГРП. По данным ИНГК данный интервал отмечается понижением показаний значений τ_{30} и τ_{60} по сравнению с фоновым замером до ГРП. По методу ИНГК-С рассчитывается условное содержание изотопа Gd по стандартным спектрам гамма-излучения радиационного захвата (ГИРЗ) до и после ГРП. Факт наличия проппанта в трещинах определяется по увеличению условного содержания изотопа Gd [5, 6].

Для оценки анизотропии и определения направления трещиноватости верей-башкирских отложений также проводились исследования акустическими методами до и после осуществления гидроразрыва пласта в скважинах [7–9]. Оценка анизотропии среды проводилась на основе разницы физических свойств пород в разных направлениях. Причиной анизотропии пород может послужить изменчивость свойств породы, трещины, разломы, тонкослоистость, дисбаланс горизонтального напряжения. Масштаб и направление азимутальной анизотропии по поперечным волнам определяется по 4-компонентным кросс-дипольным замерам. Азимутальная анизотропия определялась по разнице скоростей поперечных волн, приходящих во взаимно-перпендикулярных направлениях.

Для оценки направления движения жидкости и выявления каналов фильтрации в процессе работы нагнетательных скважин, а также для оценки активности естественной трещиноватости карбонатных коллекторов верей-башкирских отложений и локальных изменений по латерали в 2021 г. проводился наземный микросейсмический мониторинг Дачного поднятия Дачного месторождения [10–12]. Измерения были в нагнетательных скважинах в соответствии с планом проведения работ по циклическому заводнению.

Результаты

В результате проведенных исследований с использованием комплекса ядерно-физических методов (ЯФМ), включающих С/О-каротаж и ИНГК до и после ГРП в скв. № 1420 башкирского горизонта, установлено, что эффект наблюдается в интервале глубин 930,0–957,0 м, что свидетельствует о проникновении проппанта и гидроразрыве пласта C_2vr_2 через глинистую перемычку с C_2bsh_2 . Здесь сразу возникает вопрос о возможных путях проникновения и распределения проппанта в пласте C_2vr_2 . Теоретически проппант мог проникнуть через трещины ГРП, вторым путем его проникновения могли послужить трещины в некачественном цементном камне за обсадной колонной по каналам заколонной циркуляции. Обращаясь к исследованиям цементного камня акустическими методами после проведения процесса ГРП, необходимо отметить, что наличие «свободной» эксплуатационной колонны в интервале исследований не отмечается, цемент на границе C_2vr_2 и C_2bsh_2 хороший, соответственно маркированный проппант распределился в пласте по трещинам ГРП.

В табл. 2 представлены интервалы с наибольшим скоплением (проникновением) проппанта.

Таблица 2. Распределение скопления маркированного проппанта по интервалам. Скв. № 1420, C2bsh2

Table 2. Distribution of marked proppant accumulation by intervals. Well no. 1420, C2bsh2

Интервал/Interval	Кпр _{max} , мД/Крг _{max} , mD	Кп _{max} /Крг _{max} , %
939,8–942,0	292,65	16,8
945,4–946,8	–	9
947,5–949,3	351,36	17,4
950,5–953,1	580,58	18,3

Представленные интервалы характеризуются хорошими коллекторскими свойствами: значения пористости находятся в пределах от 9,0 до 18,3 %, проницаемость составляет от 292,65 до 580,58 мД.

По методу ИНГК отмечается понижение показаний времени жизни тепловых нейтронов $\Delta\tau_{30} = \tau_{\text{нач}} - \tau_{\text{тек}}$ (разностный параметр) в среднем на 33 мкс для зонда 30 (светло-синяя заливка) и $\Delta\tau_{60}$ в среднем на 36 мкс для зонда 60 (темно-синяя заливка) (рис. 5).

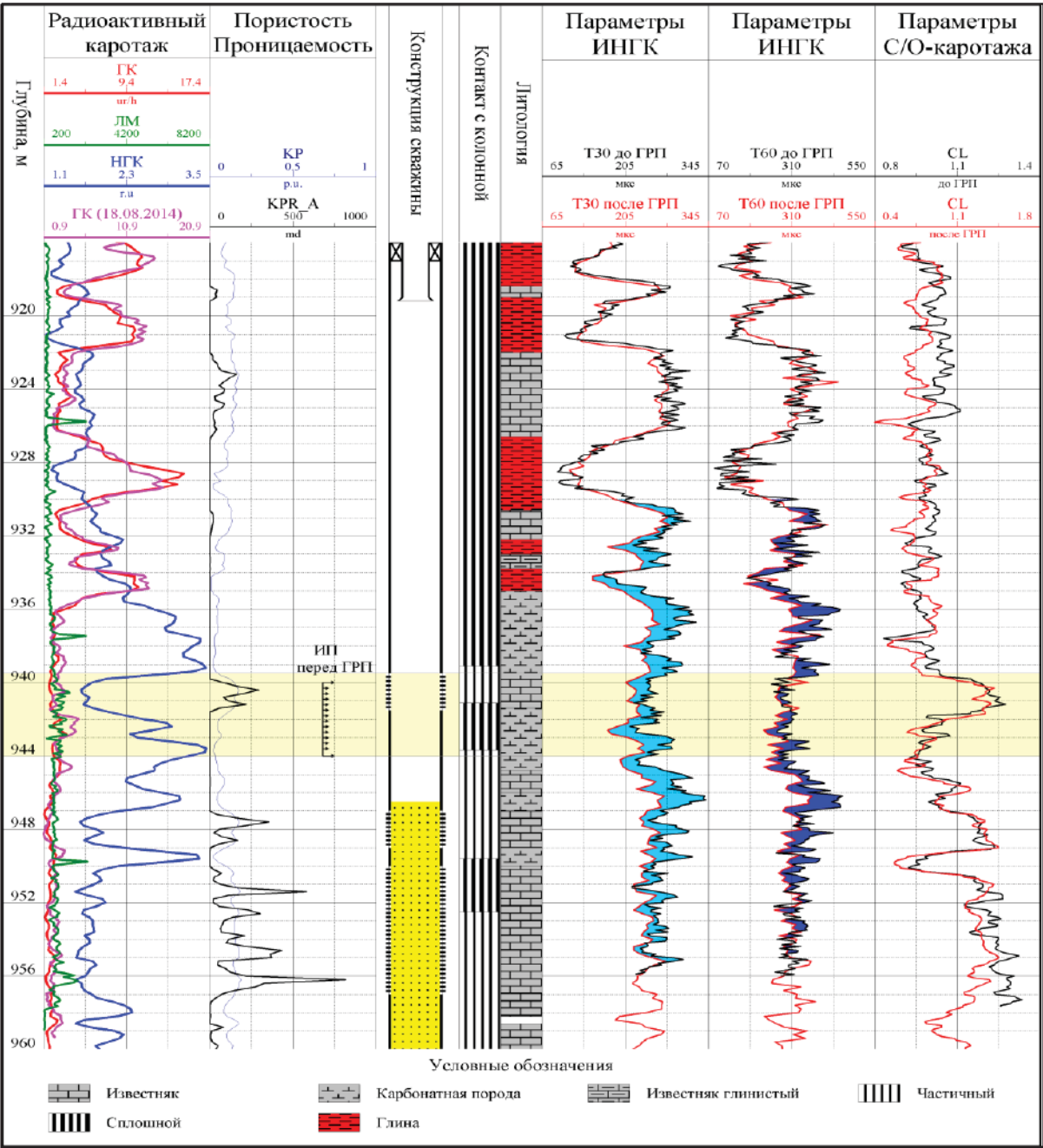


Рис. 5. Влияние маркированного проппанта на показания метода ИНГК
Fig. 5. Marked proppant impact on the pulsed Neutron-Gamma log method indications

По методу ИНГК-С содержание изотопа Gd увеличивается в среднем по интервалу 930,0–957,0 м на 18 усл. ед. по сравнению с фоновым замером.

Оценка анизотропии скорости поперечных волн проводилась во всём интервале исследования. Были получены значения коэффициента анизотропии по скоростным характеристикам кросс-диполей, а также по изменению энергии кросс-диполей, и проведена оценка направления максимального напряжения горных пород.

Изменение коэффициента анизотропии при сопоставлении двух замеров до и после проведения ГРП, а также расхождение поперечных волн при расщеплении их на «быструю» и «медленную» наблюдается в интервалах 926,6–946,7 и 950,9–955,9 м. Высота трещин составила соответственно 20,1 и 4,94 м. Трещина преимущественно распространилась вверх. Максимальная раскрытость трещины наблюдается на глубинах 930,5–932,4; 938,4–940,4 м. На основе роз направлений трещиноватости, полученных за весь период мониторинга, по целевым горизонтам наблюдается общая схожесть азимутов направления развития трещиноватости в верей-башкирских отложениях с преобладающим азимутом простирания равным 350–360 ° с размахом $\approx \pm 15^\circ$ [13].

Гидродинамическая связь между скважинами и скорость фильтрации жидкости определялись по результатам трассерных исследований аналогичного по геологическому строению и гидродинамической ситуации Кутеминского поднятия. Первые порции трассера поступили в контрольные скважины спустя 2–6 часов от начала закачки. Максимальные скорости фильтрации наблюдались по

объекту разработки С2b – до 8832 м/сут, по объекту разработки С2vt они ниже и не превышают 6072 м/сут. По анализу максимальных скоростей фильтрации, проницаемости, количеству каналов фильтрации, количеству обнаруженного трассера выявлено, что более сильные гидродинамические связи наблюдаются с наиболее удаленными скважинами, причем по обоим пластам. Движение трассера «Уранин-А» за все время наблюдения происходило только по трещинному типу коллектора [14, 15].

По результатам выполнения работ по определению скорости фильтрации закачиваемой жидкости установлено преобладающее движение в сторону ВНК, а также хорошая корреляция направлений движения жидкости в пласте с направлениями трещиноватости и максимального горизонтального стресса. Это говорит в пользу того, что направления движения жидкости в пласте и положения каналов фильтрации зависят от естественной трещиноватости и её ориентации [16–18].

Для подтверждения эффективности влияния системы ППД по верей-башкирским отложениям и доказательства её наличия были проведены работы по планированию и организации циклической закачки на нагнетательной скважине № 3574 экспериментального участка. Анализ показал, что влияние циклики по добывающим скважинам есть и в той или иной степени прослеживается по всем добывающим скважинам. Наиболее прямое и быстрое влияние прослеживается на добывающей скважине № 1624 (С₂bsh₂, ГРП 2020г.). График влияния в период с октября 2021 г. по 31.12.2021 г. представлен на рис. 6.

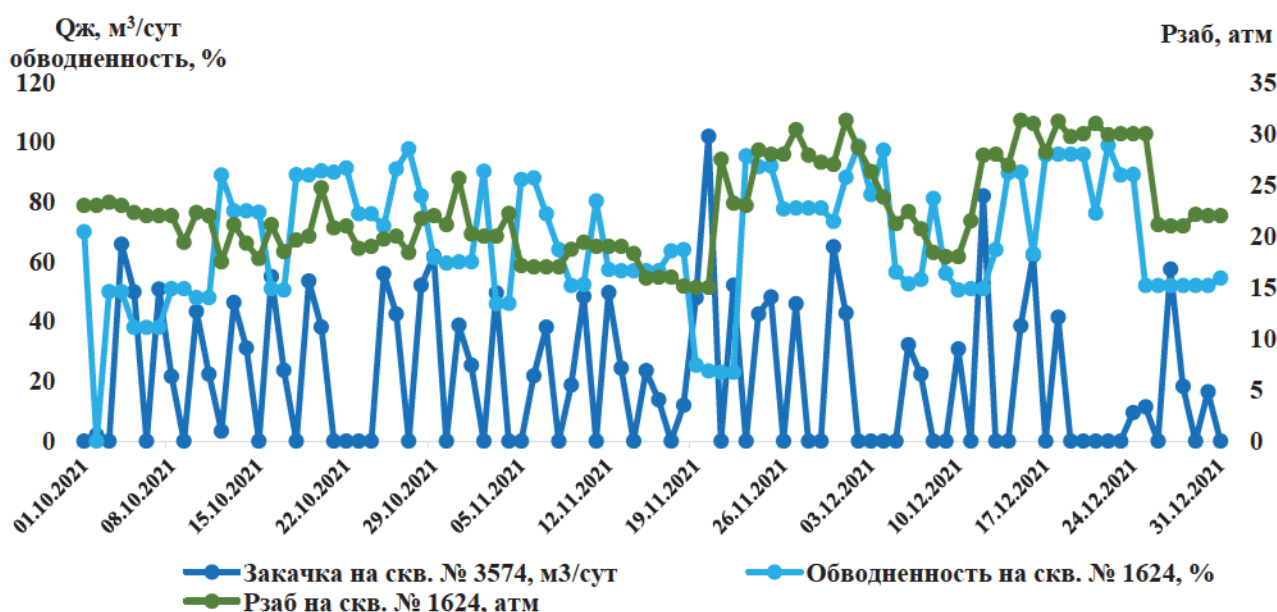


Рис. 6. Влияние нагнетательной скв. № 3574 на добывающую скв. № 1624
Fig. 6. Injection well no. 3574 impact on production well no. 1624

Анализируя график влияния, необходимо отметить, что увеличение объемов закачки на нагнетательной скважине № 3574 отражается ростом забойного давления и обводненности на добывающей скважине № 1624, аналогичная ситуация, но только в обратную сторону и с меньшим временем реакции наблюдается при уменьшении объемов нагнетания. Оперативная реакция на закачку коррелируется выявленными при наземном микросейсмическом мониторинге каналами фильтрации и трещиной ГРП, произведенной в процессе разрыва в 2020 г., которая также обусловила данные каналы фильтрации. В ходе экспериментального регулирования закачки сделаны выводы о наиболее оптимальном цикле с компенсацией отбора закачкой в 42 % (1 день нагнетания и 2 дня простоя закачки). Доведение компенсации к классическим 100–120 % по аналогии с терригенными коллекторами путем увеличения объемов закачки или дней нагнетания приводит к прорыву воды в добывающих скважинах и к росту обводненности со значительными потерями нефти [19]. Учитывая проанализированные в работе данные по скорости и направлениям фильтрации, в том числе как по горизонтали, так и по латерали, сделан вывод, что для данного участка компенсация в 42 % оптимальна для поддержания необходимого пластового давления и недопущения падения проектных уровней сверх утвержденных величин.

Заключение

По итогам рассмотрения результатов комплекса выполненных работ можно сделать следующие выводы:

- При определении эффективности гидроразрыва с использованием маркированного проппанта установлено, что трещина ГРП при проведении процессов на кровельную часть башкирского или подошвенную часть верейского коллектора вследствие отсутствия мощной консолидированной перемычки непроницаемых пород распространяется на оба объекта, образуя тем самым единую гидродинамическую систему.
- Оценка анизотропии карбонатных пластов верей-башкирских отложений позволила выявить зоны активизации естественной трещиноватости залежи. И в верейских, и в башкирских отложениях

отмечается схожесть азимутов направления развития трещиноватости. Азимуты ориентации событий связаны с направлением естественной трещиноватости в данном районе, а их полная схожесть может рассматриваться как подтверждение существования единой системы трещин верейских и башкирских отложений региона.

- Определена скорость фильтрации нагнетаемого агента для системы ППД. По результатам трассерных исследований максимальная скорость по башкирскому горизонту намного выше, чем по верейскому горизонту (8832 и 6072 м/сут соответственно). Также выделены предполагаемые высокопроницаемые каналы фильтрации, по которым происходит движение закачиваемой жидкости и вытесняемой ею нефти.
- Установлено, что в рассматриваемых условиях Дачного поднятия Дачного месторождения наиболее эффективной является циклическая закачка с циклом 1 день закачки и 2 дня простоя в нагнетании (1×2).

В целом выводы, полученные по итогам работы, говорят об эффективности системы ППД в данных карбонатных коллекторах и о возможности регулирования разработки посредством закачки [20, 21]. Уточнение данных о каналах фильтрации как рабочего агента, так и вытесняемой им нефти, а также знание скоростей продвижения закачиваемой жидкости и направления ее распространения позволяют эффективно регулировать процессы разработки месторождения.

Наличие разуплотненных зон, совпадающих по положению в верейских и башкирских отложениях свидетельствует о единой системе трещин для всей изучаемой толщи, а наличие гидродинамической связи позволяет рассматривать верейскую и башкирскую залежи как единый объект разработки в рассматриваемом районе.

При этом обязательно необходимо принимать во внимание, что каждый объект разработки уникален в своей геологии, методологии разработки и т. д., и масштабирование результатов данных исследований возможно только с учетом истории и предыдущего опыта разработки для каждого конкретного объекта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тектоническое и нефтегеологическое районирование территории Татарстана / Р.С. Хисамов, Е.Д. Войтович, В.Б. Либерман, Н.С. Гатиятуллин, Н.Е. Войтович. – Казань: Изд-во ФЭН Академии наук РТ, 2006. – 328 с.
2. Нефтегазность республики Татарстан. Геология и разработка нефтяных месторождений / Р.Д. Абдулмизитов, В.В. Ананьев, Е.Д. Войтович, Н.С. Гатиятуллин, Л.М. Миронова, Р.Х. Муслимов, И.Н. Плотникова, В.М. Смелков, Р.К. Тухватуллин, Б.В. Успенский, Р.Б. Хисамов. – Казань: Изд-во «ФЭН» Академия наук РТ, 2007. – Т. 2. – 524 с.
3. Майдакина В.П. Отчет о работах сейсморазведочной партии 3/03-4 в Черемшанском районе Республики Татарстан «Сейсморазведочные работы МОГТ 2D на Дачном месторождении». – Бугульма: ООО "ТНГ-Групп", 2004. – 39 с.
4. Zawadzki J., Bogacki J. Smart magnetic markers use in hydraulic fracturing // Chemosphere. – 2016. – Vol. 162. – P. 23–30. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2016.07.058.
5. Multi-sensor through-casing density and saturation measurement concepts with a pulsed neutron source: a modeling assessment / A. Badruzzaman, T. Badruzzaman, T.A. Zalan, K. Mai // SPE International Petroleum Conference. – Mexico, Puebla Pue., November 2004. DOI: 10.2118/89884-MS.

6. Руководящий документ 39-0147428-246-89. Методическое руководство по технологии исследования пластов и скважин с использованием индикаторов при контроле и регулировании разработки нефтегазовых залежей при осуществлении методов повышения нефтеотдачи пластов / под ред. Л.С. Сидорова. – М.: Евразийский союз экспертов по недропользованию, 1990. – 86 с.
7. Shimoda N., Reshetnikov A., Shapiro S. Sonic log based velocity optimization with perforation shots in unconventional oil and gas field // 78th EAGE Conference and Exhibition. – Online, May 2016. DOI: 10.3997/2214-4609.201601097.
8. Sonic and ultrasonic measurement applications for cased oil wells / S. Zeroug, S. Bose, B. Sinha, M. Skataric, Y. Liu, R. D'Angelo // Insight – Non-Destructive Testing and Condition Monitoring. – August 2016. – Vol. 58. – № 8. – P. 423–430 (8). DOI: 10.1784/insi.2016.58.8.423.
9. On RAI and FDFE simulations of acoustic well logging scheme / K. Zhang, G. Tao, J.X. Li, B. Wang, H. Wang // 75th EAGE Conference & Exhibition incorporating SPE EUROPEC 2013. – London, June 2013. – 5 с. DOI: 10.3997/2214-4609.20131022.
10. Van Der Baan M., Eaton D., Dusseault M. Microseismic monitoring developments in hydraulic fracture stimulation // ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing. – Brisbane, QLD, 20–22 May 2013. – P. 439–466. DOI: 10.5772/56444.
11. Microseismic and microscopic analysis of laboratory induced hydraulic fractures / Ya. Chitralla, C. Moreno, C. Sondergeld, R. Chandra // Canadian Unconventional Resources Conference. – Calgary, Alberta, Canada, 2011. DOI: 10.2118/147321-MS.
12. Отчет о результатах геофизических работ по теме «Наземный микросейсмический мониторинг для определения эффективности системы ППД и характеристики естественной трещиноватости на карбонатных коллекторах среднекаменноугольного возраста Дачного месторождения АО «Иделойл». Кн. 1. «Результаты мониторинга ГРП в скважине № 3569». – Казань: ЗАО «Градиент», 2021. – 26 с.
13. Оценка анизотропии и определение естественной трещиноватости верей-башкирских отложений / И.М. Юнусов, А.А. Исаев, М.Г. Новиков, Е.Е. Левитина, М.И. Забоева // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 6 (378). – С. 56–60. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-6(378)-56-60.
14. Определение скорости фильтрации нагнетаемой жидкости для верей-башкирских карбонатных коллекторов / И.М. Юнусов, А.А. Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, М.Г. Новиков, А.И. Исламов, Е.Е. Левитина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 4 (376). – С. 49–53. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-4(376)-49-53.
15. Трассерные исследования и работы по выравниванию профиля приемистости в скважине Дачного месторождения / Ф.Э. Сафаров, С.А. Вежнин, С.Л. Вульфович, О.З. Исмагилов, В.И. Малыгин, А.А. Исаев, Р.Ш. Тахаутдинов, А.Г. Телин // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 4. – С. 38–43. DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-38-43.
16. Определение эффективности системы ППД верей-башкирских отложений методом наземного микросейсмического мониторинга / А.А. Исаев, И.М. Юнусов, М.Г. Новиков, Е.Е. Левитина, А.В. Саранча // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2023. – № 7 (379). – С. 61–68. DOI: 10.33285/2413-5011-2023-7(379)-61-68.
17. Отчет о результатах геофизических работ по теме «Наземный микросейсмический мониторинг для определения эффективности системы ППД и характеристики естественной трещиноватости на карбонатных коллекторах среднекаменноугольного возраста Дачного месторождения АО «Иделойл». Кн. 2. «Результаты мониторинга закачки жидкости в нагнетательные скважины №№ 3555, 3571, 3574». – Казань: ЗАО «Градиент», 2021. – 29 с.
18. Мордвинов В.А., Марпюшев Д.А., Пузиков В.И. Оценка влияния естественной трещиноватости коллектора на динамику продуктивности добывающих скважин сложнопостроенной нефтяной залежи // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 11. – С. 120–122.
19. Дополнение к технологической схеме разработки Дачного нефтяного месторождения (АО «Иделойл»). Протокол ЦКР Роснедр по УБС № 9839 от 27.12.2016, М.
20. Soleimani P., Shadizadeh S.R., Kharrat R. Experimental assessment of hybrid smart carbonated water flooding for carbonate reservoirs // Petroleum journal. – 2021. – Vol. 7. – Iss. 1. – P. 80–90. DOI: 10.1016/j.petlm.2020.03.006.
21. Darvish Sarvestani A., Ayatollahi Sh., Bahari M. Moghaddam Smart water flooding performance in carbonate reservoirs: an experimental approach for tertiary oil recovery // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2019. – Vol. 9. – № 4. – P. 2643–2657. DOI: 10.1007/s13202-019-0650-9.

Информация об авторах

Анатолий Андреевич Исаев, кандидат технических наук, главный специалист по инновационной деятельности ООО УК "Шешмаойл", Россия, 423450, г. Альметьевск, ул. Ленина, 15; isaeff-oil@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9093-9307>

Екатерина Евгеньевна Левитина, кандидат технических наук, доцент кафедры разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений Нефтегазового института, Тюменский индустриальный университет, Россия, 625000, г. Тюмень, ул. Володарского, 38; levitinaee@tyuiu.ru; <https://orcid.org/0000-0003-4509-8868>

Поступила в редакцию: 26.01.2024

Поступила после рецензирования: 16.04.2024

Принята к публикации: 28.11.2024

REFERENCES

1. Khisamov R.S., Voitovich E.D., Liberman V.B., Gatiyatullin N.S., Voitovich N.E. *Tectonic and petrogeological zoning of the territory of Tatarstan*. Kazan, Fen Publ. house, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2006. 328 p. (In Russ.)
2. Abdulmazitov R.D., Ananyev V.V., Voitovich E.D., Gatiyatullin N.S., Mironova L.M., Muslimov R.Kh., Plotnikova I.N., Smelkov V.M., Tukhvatullin R.K., Uspensky B.V., Khisamov R.B. *Oil and gas potential of the Republic of Tatarstan. Geology and development of oil fields*. Kazan, Fen Publ. house, Academy of Sciences of the Republic of Tatarstan, 2007. Vol. 2, 524 p. (In Russ.)

3. Maidakina V.P. *Report on the work of seismic exploration party 3/03-4 in the Cheremshansky district of the Republic of Tatarstan "Seismic exploration work of CDP 2D at the Dachnoye field."* Bugulma, TNG-Group LLC, 2004. 39 p. (In Russ.)
4. Zawadzki J., Bogacki J. Smart magnetic markers use in hydraulic fracturing. *Chemosphere*, 2016, vol. 162, pp. 23–30. DOI: 10.1016/j.chemosphere.2016.07.058.
5. Badruzzaman A., Badruzzaman T., Zalan T.A., Mai K. Multi-sensor through-casing density and saturation measurement concepts with a pulsed neutron source: a modeling assessment. *SPE International Petroleum Conference*. Mexico, Puebla Pue., November 2004. DOI: <https://doi.org/10.2118/89884-MS>.
6. *Guidance document 39-0147428-246-89. Methodological guidance on the technology of studying reservoirs and wells using indicators in monitoring and regulating the development of oil and gas deposits when implementing methods for enhancing oil recovery.* Ed. by L.S. Sidorov. Moscow, Eurasian Union of Experts on Subsoil Use Publ., 1990. 86 p. (In Russ.)
7. Shimoda N., Reshetnikov A., Shapiro S. Sonic log based velocity optimization with perforation shots in unconventional oil and gas field. *78th EAGE Conference and Exhibition*. Online, May 2016. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.201601097>.
8. Zeroug S., Bose S., Sinha B., Skataric M., Liu Y., D'Angelo R. Sonic and ultrasonic measurement applications for cased oil wells. *Insight – Non-Destructive Testing and Condition Monitoring*, August 2016, vol. 58, no. 8, pp. 423–430 (8). DOI: <https://doi.org/10.1784/insi.2016.58.8.423>.
9. Zhang K., Tao G., Li J.X., Wang B., Wang H. On RAI and FDFE simulations of acoustic well logging scheme. *75th EAGE Conference & Exhibition including SPE EUROPEC 2013*. London, June 2013. 5 p. DOI: <https://doi.org/10.3997/2214-4609.20131022>.
10. Van Der Baan M., Eaton D., Dusseault M. Microseismic monitoring developments in hydraulic fracture stimulation. *ISRM International Conference for Effective and Sustainable Hydraulic Fracturing 2013*. Brisbane, QLD, 20–22 May 2013. pp. 439–466. DOI: <https://doi.org/10.5772/56444>.
11. Chitralla Ya., Moreno C., Sondergeld C., Chandra R. Microseismic and microscopic analysis of laboratory induced hydraulic fractures. *Canadian Unconventional Resources Conference*. Calgary, Alberta, Canada, November 2011. DOI: <https://doi.org/10.2118/147321-MS>.
12. *Report on the results of geophysical work on the topic "Ground-based microseismic monitoring to determine the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system and the characteristics of natural fracturing in carbonate reservoirs of the Middle Carboniferous age of the Dachnoe field of Ideloil JSC."* B. 1. "Results of hydraulic fracturing monitoring in well №. 3569." Kazan, JSC "Gradient" Publ., 2021. 26 p. (In Russ.)
13. Yunusov I.M., Isaev A.A., Novikov M.G., Levitina E.E., Zaboeva M.I. Assessment of anisotropy and determination of natural fracturing of Verey-Bashkir deposits. *Geology, geophysics and oil development and gas fields*, 2023, vol. 6 (378), pp. 56–60. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2023-6(378)-56-60.
14. Yunusov I.M., Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Novikov M.G., Islamov A.I., Levitina E.E. Determination of the filtration rate of injected fluid for the Verey-Bashkir carbonate reservoirs. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2023, vol. 4 (376), pp. 49–53. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2023-4(376)-49-53.
15. Safarov F.E., Vezhnin S.A., Vulfovich S.L., Ismagilov O.Z., Malykhin V.I., Isaev A.A., Takhautdinov R.Sh., Telin A.G. Tracer studies and work on runways in carbonate reservoirs of the Volga region in 2018. *Oil industry*, 2020, vol. 4, pp. 38–43. (In Russ.) DOI: 10.24887/0028-2448-2020-4-38-43.
16. Isaev A.A., Yunusov I.M., Novikov M.G., Levitina E.E., Sarancha A.V. Determination of the effectiveness of the RPM system of Verey-Bashkir deposits by the method of ground microseismic monitoring. *Geology, geophysics and development of oil and gas fields*, 2023, vol. 7 (379), pp. 61–68. (In Russ.) DOI: 10.33285/2413-5011-2023-7(379)-61-68.
17. *Report on the results of geophysical work on the topic "Ground-based microseismic monitoring to determine the effectiveness of the reservoir pressure maintenance system and the characteristics of natural fracturing in carbonate reservoirs of the Middle Carboniferous age of the Dachnoe field of Ideloil JSC."* B. 2. "Results of monitoring liquid injection into injection wells № 3555, 3571, 3574." Kazan, JSC "Gradient" Publ., 2021. 29 p. (In Russ.)
18. Mordvinov V.A., Martyushev D.A., Puzikov V.I. Assessing the influence of natural reservoir fracturing on the productivity dynamics of production wells in a complex oil reservoir. *Oil industry*, 2014, vol. 11, pp. 120–122. (In Russ.)
19. *Addition to the technological scheme for the development of the Dachnoe oil field (JSC Ideloil). Protocol of the Central Committee of Rosnedra on UVS № 9839*. Moscow, 2016. (In Russ.)
20. Soleimani P., Shadizadeh S.R., Kharrat R. Experimental assessment of hybrid smart carbonated water flooding for carbonate reservoirs. *Petroleum journal*, 18 March 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2020.03.006>.
21. Darvish Sarvestani A., Ayatollahi Sh., Bahari M. Smart water flooding performance in carbonate reservoirs: an experimental approach for tertiary oil recovery. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, April 2019, vol. 9 (2). DOI: <https://doi.org/10.1007/s13202-019-0650-9>.

Information about the authors

Anatoliy A. Isaev, Cand. Sc., Chief Specialist, Sheshmaoil LLC, 15, Lenin street, Almet'yevsk, 423450, Russian Federation; isaev-a@yandex.ru; <https://orcid.org/0000-0002-9093-9307>

Ekaterina E. Levitina, Cand. Sc., Associate Professor, Tyumen Industrial University, 38, Volodarsky street, Tyumen, 625000, Russian Federation; levitinaee@tyuiu.ru, <https://orcid.org/0000-0003-4509-8868>

Received: 26.01.2024

Revised: 16.04.2024

Accepted: 28.11.2024