

УДК 622+550.832

Статья / Article

© ПНИПУ / PNRPU, 2022

**Модель трещиноватости фаменских отложений Леккерского нефтяного месторождения****С.Н. Култышева^{1,2}, А.С. Некрасов²**¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть» в г. Перми (Россия, 614000, г. Пермь, ул. Пермская, 3а)²Пермский национальный исследовательский политехнический университет (Россия, 614990, г. Пермь, ул. Комсомольский проспект, 29)**Fracturing model of the Famennian deposits of the Lekkerskoye oil field****Svetlana N. Kultysheva^{1,2}, Aleksandr S. Nekrasov²**¹PermNIPIneft branch of LUKOIL-Engineering LLC in Perm (3a Permskaya st., Perm, 614015, Russian Federation)²Perm National Research Polytechnic University (29 Komsomolskiy av., Perm, 614990, Russian Federation)

Получена / Received: 10.12.2021. Принята / Accepted: 31.05.2022. Опубликовано / Published: 21.12.2022

Ключевые слова:

фаменский ярус, скважина, поровый коллектор, порово-кавернозно-трещинный коллектор, трещиноватость, коэффициент охвата трещиноватостью, субвертикальные трещины, пластовое давление, коэффициент Пуассона, боковое горное давление.

Анализ выполненных исследований – отбор и изучение ориентированного ядра, волновой акустической каротаж, электромагнитное, ультразвуковое сканирование стенки скважины – позволили установить, что нефтяные коллекторы Леккерского месторождения состоят из трех видов пустот: первичных пор, закарстованных вторичных полостей и плоских трещин, соединяющих воедино все пустотное пространство.

Поэтому основной целью работы являлось установить самое важное свойство трещинно-порово-каверновых коллекторов, отличающее их от статичных поровых коллекторов и выражающееся в динамической связи коэффициента охвата пласта трещиноватостью с изменениями пластового давления, что в конечном счете означает изменение коэффициента охвата дренированием балансовых запасов нефти, находящихся в низкопроницаемой матрице.

Установлены две специфические особенности трещинно-порово-каверновых пластов.

Во-первых, если в поровом коллекторе эффективная толщина пласта остается постоянной при любых изменениях пластового давления, то в трещинно-порово-каверновом коллекторе условия для существования открытой трещинной толщины изменяются в любую сторону в зависимости от знака изменения соотношения бокового горного и пластового давлений. Именно такой «скрытый» характер изменения трещинной толщины до сих пор является главным препятствием для изучения динамических свойств трещинно-порово-каверновых коллекторов геолого-промысловыми методами.

Во-вторых, сокращение коэффициента охвата пласта D_3fm трещиноватостью и трещинной толщины в 10 раз при падении пластового давления не только синхронно совпадает с сокращением коэффициента продуктивности, но и вызывает разрушение объемной сетки трещин как системы, обеспечивающей гидродинамическое единство всех видов пустот трещинно-порово-кавернового коллектора. Пропорционально этому из дренирования выключаются балансовые запасы нефти порово-кавернозной матрицы, охваченные ранее сеткой трещин.**Keywords:**

Famennian stage, well, porous reservoir, porous-cavernous-fractured reservoir, fracturing, fracture coverage ratio, subvertical fractures, reservoir pressure, Poisson's ratio, lateral rock pressure.

The analysis of the performed studies – selection and study of oriented core, wave acoustic logging, electromagnetic, ultrasonic scanning of the well wall – made it possible to establish that the oil reservoirs of the Lekkerskoye field consisted of three types of voids: primary pores, karst secondary cavities and flat cracks connecting the entire void space together.

Therefore, the main goal of the work was to establish the most important property of fractured-porous-cavernous reservoirs, which distinguished them from static porous reservoirs and was expressed in the dynamic relationship of the fracturing sweep efficiency with changes in reservoir pressure, which ultimately meant a change in the drainage sweep efficiency of balance oil reserves, located in a low-permeability matrix.

Two specific features of fractured-porous-cavernous formations were established.

Firstly, if in a porous reservoir the effective thickness of the reservoir remained constant with any changes in reservoir pressure, then in a fractured-pore-cavern reservoir, the conditions for the existence of an open fracture thickness changed in any direction depending on the sign of the change in the ratio of lateral rock and reservoir pressures. It was this "hidden" nature of the change in fracture thickness that was still the main obstacle to studying the dynamic properties of fractured-porous-cavernous reservoirs using geological and field methods.

Secondly, the reduction in the sweep factor D_3fm by fracturing and fracture thickness by 10 times with a drop in reservoir pressure not only coincided synchronously with the reduction in the productivity factor, but also caused the destruction of the volumetric fracture network as a system that ensured the hydrodynamic unity of all types of voids of the fracture-pore-cavern collector. In proportion to this, the balance oil reserves of the porous-cavernous matrix, previously covered by a network of fractures, were excluded from drainage.

© Култышева Светлана Николаевна – ведущий инженер (e-mail: kultysheva@mail.ru, +007 (919) 480 58 11). Контактное лицо для переписки.

© Некрасов Александр Сергеевич – доктор геолого-минералогических наук, профессор, главный специалист Центра научно-инженерного сопровождения разработки месторождений (e-mail: nekrasov.alexandr.123@gmail.com, тел.: +007 (912) 070 25 88).

© Svetlana N. Kultysheva – Leading Engineer (e-mail: skultysheva@mail.ru, +007 (919) 480 58 11). The contact person for correspondence.

© Aleksandr S. Nekrasov – Doctor of Geological and Mineralogical Sciences, Professor, Chief Specialist of the Center for Scientific and Engineering Support of Field Development (e-mail: nekrasov.alexandr.123@gmail.com, tel.: +007 (912) 070 25 88).

Просьба ссылаться на эту статью в русскоязычных источниках следующим образом:

Култышева С.Н., Некрасов А.С. Модель трещиноватости фаменских отложений Леккерского нефтяного месторождения // Недропользование. – 2022. – Т.22, №2. – С.65–72. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.3

Please cite this article in English as:

Kultysheva S.N., Nekrasov A.S. Fracturing model of the Famennian deposits of the Lekkerskoye oil field. *Perm Journal of Petroleum and Mining Engineering*, 2022, vol.22, no.2, pp.65-72. DOI: 10.15593/2712-8008/2022.2.3

Введение

В тектоническом отношении Леккерское месторождение расположено в южной части Колвинского мегавала, являющегося наиболее перспективным в Тимано-Печорском нефтегазоносном бассейне (рис. 1).

По всем маркирующим горизонтам (по кровлям карбонатов R₃, C₁, D₃fm) Леккерская структура представляет собой приразломную асимметричную антиклинальную складку северо-западного простирания с амплитудой более 100 м, длиной около 7 км и шириной до 3 км (рис. 2). По северо-восточному и юго-западному крыльям структуры проходят тектонические разрывные нарушения, огибающие с двух сторон складку, сходящиеся на севере до 1 км и расходящиеся на юге до 3 км и делящие площадь складки на четыре продольных разновеликих блока. Основной разлом, проходящий по северо-восточному крылу, имеет амплитуду смещения до 50 м с плоскостью падения на юго-запад. Серия параллельных разломов на юго-западном крыле складки

является малоамплитудной (смещение до 10 м) с плоскостями падения на юго-восток и юго-запад (см. рис. 2).

Материалы и методы

Активная тектоническая деятельность привела не только к развитию сложной системы разрывных нарушений, но и к появлению неоднократных перерывов в осадконакоплении и, как следствие, стратиграфическим несогласиям, изменению фаций и толщин, которые привели к формированию в пределах Леккерской структуры очень сложных резервуаров для накопления углеводородов.

Геологический разрез Леккерского месторождения представлен мощной (до 4,5 км) толщей терригенных и карбонатно-терригенных отложений палеозойского чехла. Потенциально нефтеносным является весь разрез, однако реальная нефтеносность установлена пока только в 4 стратиграфических объектах (табл. 1).

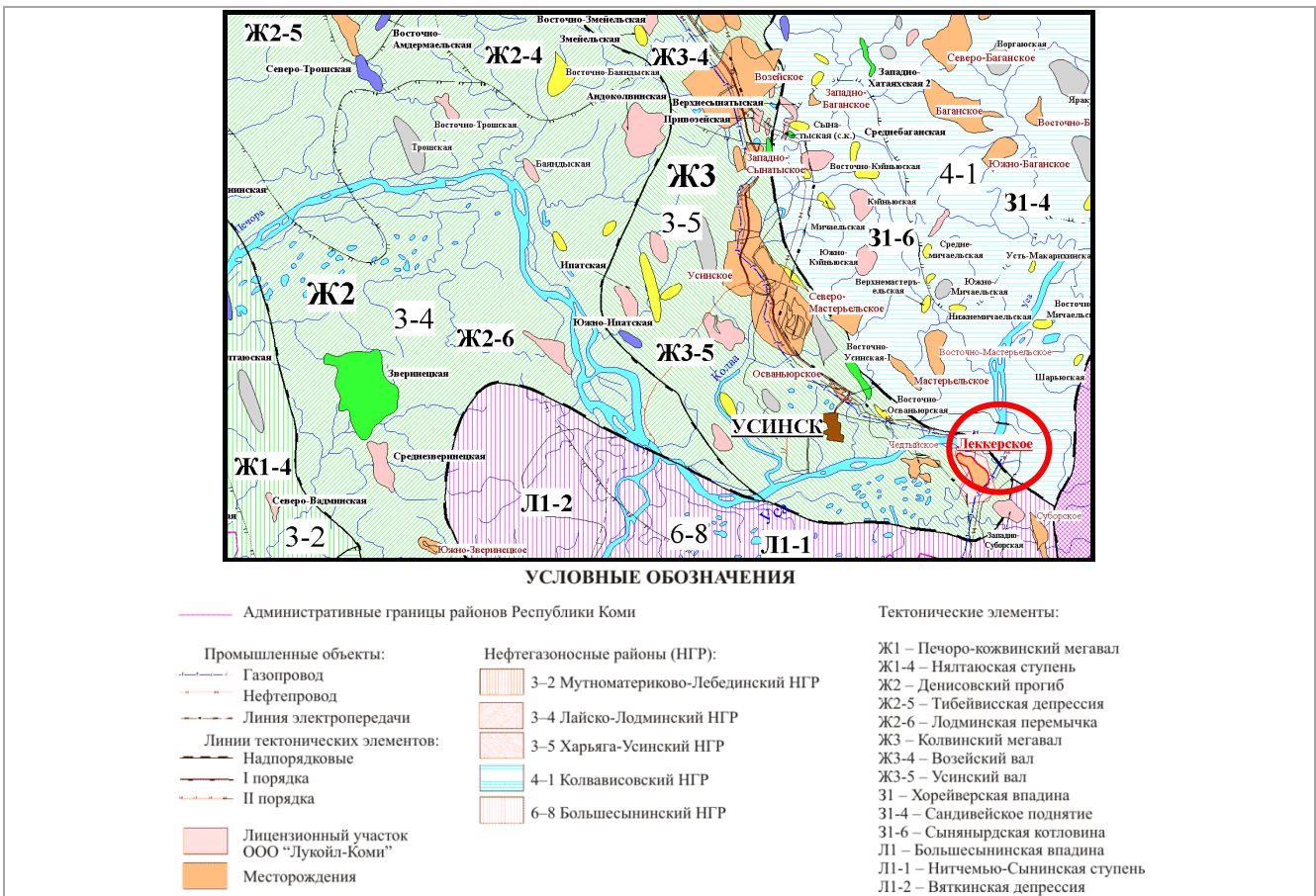


Рис. 1. Выкопировка из карты тектонического и нефтегазогеологического районирования Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Таблица 1

Краткая характеристика нефтеносности Леккерского месторождения (на 01.01.2021)

Стратиграфический объект	Индекс	Абсолютная отметка ВНК, м	Тип коллектора		Начальные извлекаемые запасы нефти A + V ₁ , млн т	Дебит нефти, т/сут
			литологический	емкостно-фильтрационный (с учетом исследований спец. методами – FMI, SonicScanner, результаты потокометрии)		
Верхний силур	S ₂	-4183	Карбонатный	Порово-кавернозно-трещинный	0,842	–
Фаменский ярус	D ₃ fm	-2801	Карбонатный	Порово-кавернозно-трещинный	3,659	7,7
Визейский ярус	C ₁ v	-2801	Терригенный	Поровый	2,779	7,9
Серпуховский горизонт	C ₁ s	-2391	Карбонатный	Порово-кавернозно-трещинный	2,861 (нераспр. фонд)	–

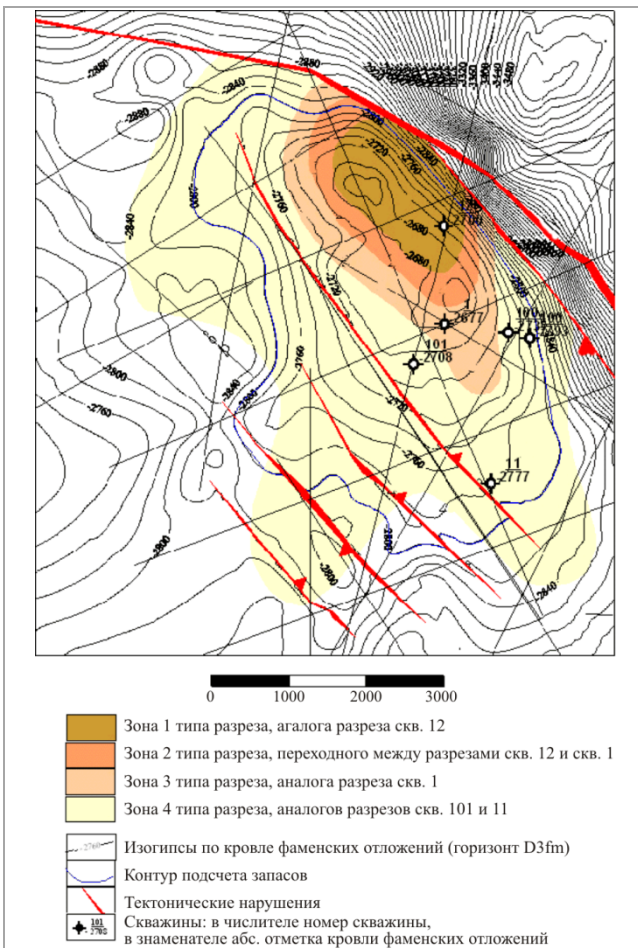


Рис. 2. Структурная карта по кровле пласта D₃fm Леккерского нефтяного месторождения

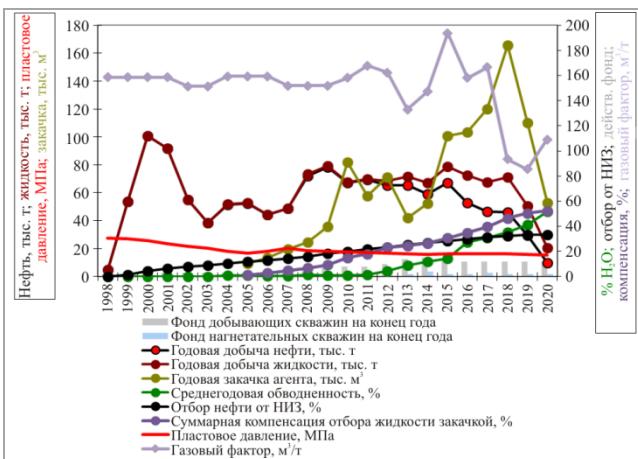


Рис. 3. График разработки объекта D₃fm Леккерского нефтяного месторождения

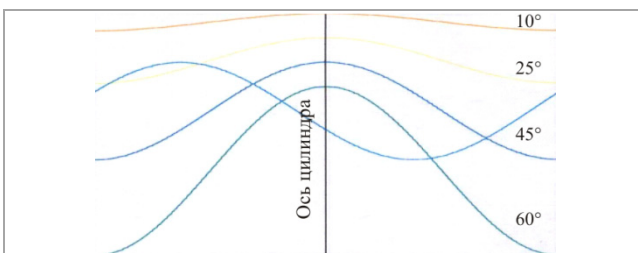


Рис. 4. Схема расположения на развертке ствола вертикальной скважины № 12 Леккерского месторождения следов мезотрещин, секущих пласт под разными углами к оси ствола скважины (цилиндра)

Результаты исследования

Породы-коллекторы характеризуются сложной структурой пустотного пространства, в том числе порово-трещинного и порово-кавернозно-трещинного типов [1–5]. Такую качественную оценку типа коллекторов дают все без исключения исследователи [6–12], однако до сих пор никто не произвел количественной оценки вклада каждого вида в структуру порового пространства (пор, каверн и трещин).

Как видно из табл. 1, базовыми объектами разработки являются нефтяные залежи в карбонатных отложениях фаменского яруса (пласт D₃fm) и терригенных отложениях визейского яруса (пласт C₁v). Разработка объектов ведется совместно.

В фаменском ярусе (пласте D₃fm) вместилищами для нефти являются порово-кавернозно-трещинные доломиты и известняки зеленецкой (D₃fm-zl) и усть-печорской (D₃fm-up) свит. Считается, что покрывкой пласта D₃fm служат глинистые отложения бобриковского горизонта, однако есть основания предполагать, что поровые терригенные коллекторы бобриковского горизонта залегают непосредственно на размытой поверхности зеленецкой свиты, и залежь нефти в терригенном пласте C₁v гидродинамически сообщается по трещинам с залежью нефти пласта D₃fm-zl. Залежь пласта D₃fm пластово-сводовая. Водонефтяной контакт на глубине –2801 м. В пределах пласта D₃fm₄ высота залежи составляет 109 м, в пределах пласта D₃fm₅ – 140 м.

По лабораторным исследованиям керна пласта D₃fm характеризуется крайне низкими фильтрационно-емкостными свойствами, не соответствующими фактической начальной продуктивности коллектора даже при кондиционных значениях пористости и проницаемости (пористость ≥ 3 %, проницаемость ≤ 0,001 мкм²), принятых при подсчете запасов нефти (табл. 2). Несмотря на все признаки трещиноватости подсчет запасов нефти пласта D₃fm производится по методикам, рассчитанным на поровый тип коллектора [13, 14].

Начальные балансовые запасы нефти фаменской залежи по категории A+V₁ составляют 9996 тыс. т, коэффициент нефтеизвлечения (КИН) принят равным 0,366 доли ед. Начальные извлекаемые запасы нефти составляют по категории A+V₁ 3659 тыс. т. Налицо недоизученность структуры пустотного пространства, так как фактический начальный дебит превосходит расчетный по параметрам керна в 16-40 раз. Начальные дебиты нефти по разным скважинам колебались от 12 до 286 т/сут и зависели, прежде всего, от величины давления в пласте D₃fm при его вскрытии бурением и опробовании. Чем ниже было текущее пластовое давление, тем меньше начальный дебит (табл. 3).

Объясняется это весьма характерным для порово-кавернозно-трещинных карбонатных коллекторов явлением, когда пуск в эксплуатацию первых разведочных (поисковых) скважин мгновенно вызывает понижение динамического пластового давления во всей объемной сетке трещин на всей площади блока (залежи), охваченной дренированием [15–24]. Вследствие этого бурение каждой новой скважины сопровождается глубокой кольматацией трещин, ведущей к снижению трещинной и общей продуктивности пласта D₃fm. Кроме этого, снижение пластового давления вызывает деформацию сжатия трещин, что также приводит к уменьшению трещинной и общей продуктивности пласта D₃fm. По состоянию на 01.01.2021 пластовое давление в пласте D₃fm снизилось с 30,6 до 17,3 МПа (в зонах отбора 15,7 МПа), забойные давления в скважинах снизились с 20–24 до 5–12 МПа и депрессия на пласт сократилась с 6,8–9,8 до 1,0–10,2 МПа. Если коллектор статичный поровый, то коэффициенты продуктивности остаются постоянными, и дебиты нефти снижаются только за счет сокращения депрессии, как это показано в табл. 4.

Из данных табл. 4 видно, что исторические дебиты нефти пласта D₃fm при давлении 17 МПа в 2–20 раз меньше условных дебитов, рассчитанных без учета деформации сжатия трещин реального порово-кавернозно-трещинного типа коллектора.

Таблица 2

Фильтрационно-емкостные свойства поровой матрицы (по керну) пласта D₃fm Леккерского месторождения

Показатель	Единица измерения	Скважина		
		1	12	11
Средняя пористость всего разреза	%	2,35	1,51	3,49
Средняя проницаемость всего разреза	мкм ²	0,00013	0,00001	0,00076
Средняя пористость эффективной толщины	%	4,9	6,2	5,2
Средняя проницаемость эффективной толщины	мкм ²	0,001	0,001	0,001
Расчетный дебит нефти поровой матрицы	т/сут	6,3	7,1	5,5
Фактический начальный дебит нефти	т/сут	137,5	286,0	90,0

Таблица 3

Характеристики поисковых и разведочных скважин Леккерского нефтяного месторождения

Показатель	Единица измерения	Скважина					
		1	11	12	100	101	200
		Амплитуда, м					
Категория	–	Поиск.	Поиск.	Поиск.	Развед.	Развед.	Развед.
Профиль ствола	–	Верт.	Верт.	Наклон.	Наклон.	Наклон.	Верт.
Глубина забоя	м	4500	4450	3405	3425	3185	2891
Давление в пласте D ₃ fm в конце бурения скважины	МПа	30,8	30,8	28,4	25	24	19,5
Максимальный начальный дебит нефти из пласта D ₃ fm	т/сут	137	90	286	20	21	12

Таблица 4

Сравнение фактической динамики дебитов нефти трещинно-порово-кавернового коллектора пласта D₃fm с условной динамикой дебитов при условии порового типа коллектора без трещин

№ скважины	При P _{нач} = 30,6 МПа			При P = 17 МПа					
	ΔP, МПа	K _{прод.} , т/сут/ МПа	Q _н , т/сут	Поровый коллектор			Порово-каверново-трещинный коллектор		
				ΔP, МПа	K _{прод.} , т/сут/ МПа	Q _н , т/сут	ΔP, МПа	K _{прод.} , т/сут/ МПа	Q _н , т/сут
1	6,8	20,2	137,5	3	20,2	60,6	3	9,6	28,9
12	6,8	42	286	4	42,0	168,0	4	18,5	74
200	9,8	11,5	112,7	9	11,5	103,5	9	0,6	5,3

В конечном счете можно констатировать, что из-за падения пластового давления коэффициенты продуктивности сократились с 11,5–42 до 0,6–18,5 т/сут/МПа, т.е. в 2–19 раз, чего не может произойти при поровом типе коллектора без трещин. Поскольку все прогнозные оценки добычи нефти по пласту D₃fm производились из представлений о поровом (недеформируемом) коллекторе, то проявление деформации сжатия, сопровождающееся падением коэффициентов продуктивности и дебитов нефти, выглядело неожиданным и аномальным.

В целом по пласту D₃fm динамика показателей разработки показана на рис. 3. Из приведенных данных видим, что:

- с начала эксплуатации на 01.01.2021 из пласта D₃fm добыто 1270 тыс. т нефти, или 34,7 % от начальных извлекаемых запасов категории A + B₁, равных 3659 тыс. т;
- пластовое давление снизилось с 30,6 до 17,3 МПа, т.е. на 2,4 МПа, или на 12 % ниже давления насыщения, равного 19,7 МПа;
- энергетическое состояние залежи нефти пласта D₃fm перешло на режим растворенного газа в условиях измененных деформаций сжатия фильтрационных свойств порово-каверново-трещинного коллектора;
- из-за падения пластового давления средний дебит нефти снизился с 141,1 до 7,7 т/сут, в том числе на 40 % по причине уменьшения депрессии и на 60 %, вследствие деформации сжатия трещин (табл. 4);
- поведение залежи не укладывается в рамки представлений о поровом типе коллектора пласта D₃fm, но идеально соответствует свойствам порово-каверново-трещинного типа [1, 2, 10, 11, 13, 15–17, 19, 21–25].

Таким образом, результаты проведенных исследований указали на наличие интенсивной трещинной составляющей в коллекторах фаменского яруса [26–28]. Стандартный комплекс ГИС, проведенный на всех скважинах в период разбуривания месторождения, не раскрывает специфики порово-каверново-трещинных карбонатных коллекторов.

Однако дополнительно проведенные отбор и изучение ориентированного керна [29], волновой акустический каротаж (ВАК), электромагнитное (FMI), ультразвуковое (UBI) сканирование стенки скважины, метод Core integration Detail log позволили различить на развертках ствола скважин следы микротрещин, оценить расстояние между микротрещинами и их густоту, а также определить упругомеханические свойства пластов (объемная сжимаемость, модуль Юнга, коэффициент Пуассона) (рис. 4).

Комплексная интерпретация лабораторных и скважинных исследований позволила определить параметры трещиноватости (всего пласта, эффективной и плотной толщин):

- коэффициент бокового распора – K_б, абс.;
- боковое горное давление – P_{бок}, МПа;
- трещинные слои в разрезе по правилу;
- слой имеет открытые субвертикальные трещины, если пластовое давление в слое превышает боковое горное давление (P_{пл} > P_{бок});
- коэффициент охвата пласта трещиноватостью – N_т, абс.;
- установить зависимость изменения N_т от изменения пластового давления (N_т = f(P_{пл})).

Полное вертикальное горное давление рассчитано для глубины залегания ВНК. При этом средняя расчетная объемная плотность пород для глубины, равной 2801 м карбонатной части разреза, – 2,65 т/м³, а средняя объемная плотность горных пород всего разреза месторождения равна 2,5 т/м³. Расчетное выражение (МПа) имеет вид:

$$P_{гор} = 0,01 \cdot \gamma_{ос} \cdot H_{внк} \quad (1)$$

Согласно выражению (1) величина полного горного давления пласта D₃fm на глубине ВНК составляет 74,2 МПа при начальном пластовом давлении, создаваемом флюидами, заполняющими трещины, поры и каверны, равном 30,6 МПа, или 0,41 от полного горного давления.

Это означает, что при коэффициенте бокового распора меньше 0,41 и боковом горном давлении меньше начального пластового давления субвертикальные трещины удерживаются в раскрытом состоянии и пласт (слой) является трещинным ($K_p < 0,41$ и $P_{бок} < 30,6$ МПа).

Коэффициент бокового распора (K_p), боковое горное давление ($P_{бок}$) и коэффициент Пуассона (M), наиболее удобный параметр для статистической обработки материалов ВАК, связаны следующими соотношениями [21, 30–32]:

$$P_{бок} = P_{гор} \cdot K_p; K_p = \frac{M}{1 - M}; M = \frac{K_p}{1 + K_p}. \quad (2)$$

Для критических значений коэффициента бокового распора и бокового горного давления пограничная величина коэффициента Пуассона, разделяющая трещинные и безтрещинные слои пласта D_3fm , составляет 0,3 (при $K_p = 0,41$ и $P_{бок} = 30,6$ МПа), а принятый в расчетах коэффициент Пуассона, начиная с которого и ниже слои выделяются как трещинные, равен 0,295 (рис. 5).

Анализ материалов ВАК позволяет установить самое важное свойство порово-кавернозно-трещинных коллекторов, отличающее их от статичных поровых коллекторов и выражающееся в динамической связи коэффициента охвата пласта трещиноватостью с изменениями пластового давления (рис. 6). При падении пластового давления от начального (по ВАК оно принято равным 29,83 МПа, что соответствует коэффициенту Пуассона 0,295) до 22 МПа коэффициент охвата трещиноватостью всего разреза пласта D_3fm резко сокращается с 0,408 до 0,039, эффективной части разреза с 0,563 до 0,054 и плотной части разреза с 0,354 до 0 (см. рис. 6). При росте пластового давления (на линии нагнетания воды в пласт) выше первоначального (гидростатического) наблюдается обратная картина – коэффициент охвата пласта D_3fm трещиноватостью быстро нарастает и достигает 0,995 после 36 МПа. В соответствии с [1, 2, 33–42] динамическая связь коэффициента охвата пласта D_3fm трещиноватостью с падением пластового давления описывается следующими выражениями для:

- общей толщины пласта

$$N_T = 0,408 \cdot e^{-0,3(29,83 - P_{пл})}, \quad (3)$$

- эффективной толщины

$$N_T = 0,563 \cdot e^{-0,3(29,83 - P_{пл})}, \quad (4)$$

- плотной толщины

$$N_T = 0,354 \cdot e^{-0,3(29,83 - P_{пл})}. \quad (5)$$

Адаптация расчетной зависимости $N_T = f(P_{пл})$ к данным ВАК для всей толщины пласта D_3fm показана на рис. 7, из которого видно, что, несмотря на разброс отдельных точек, общая тенденция снижения охвата пласта трещиноватостью (особенно момент резкого сокращения N_T) является одинаковой.

При росте пластового давления выше начального (гидростатического) выражение для определения коэффициента охвата трещиноватостью всей толщины пласта D_3fm принимает следующий вид:

$$N_T = 0,408 \cdot e^{0,3(P_{пл} - 29,83)}. \quad (6)$$

Таким образом, исследование пласта D_3fm в скважине № 200 методом ВАК раскрывает еще две специфические особенности порово-кавернозно-трещинных коллекторов.

Во-первых, если в поровом коллекторе эффективная толщина пласта остается постоянной при любых изменениях пластового давления, то в порово-кавернозно-трещинном коллекторе условия для существования открытой трещинной толщины изменяются в любую сторону в зависимости от знака изменения соотношения бокового горного и пластового давлений. В частности, по пласту D_3fm трещинная толщина (h_t) при падении пластового давления сокращается по экспоненциальному закону:

$$h_t = 64,6 \cdot e^{-0,3(29,83 - P_{пл})}. \quad (7)$$

При росте пластового давления выше начального (гидростатического) трещинная толщина увеличивается:

$$h_t = 64,6 \cdot e^{0,3(P_{пл} - 29,83)}. \quad (8)$$

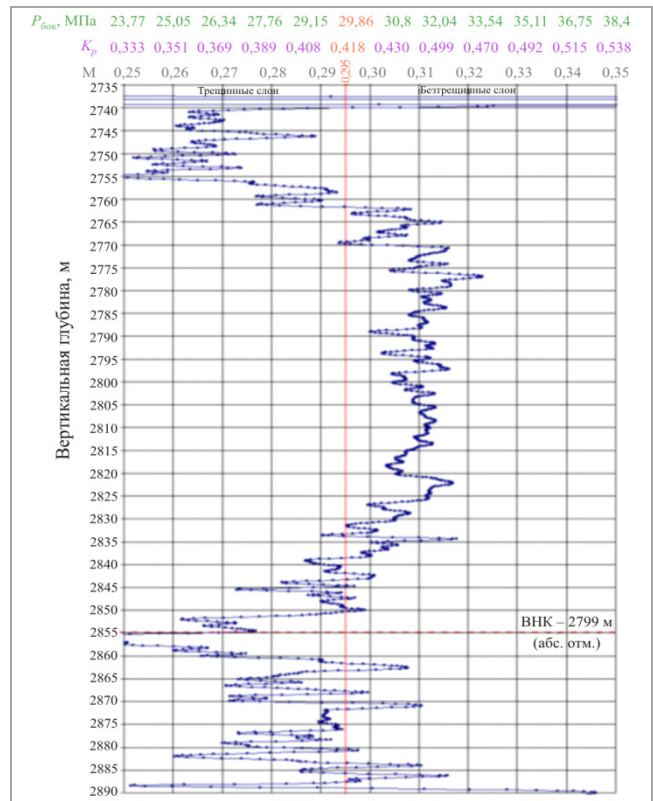


Рис. 5. Распределение по разрезу пласта D_3fm коэффициента Пуассона (M), коэффициента бокового распора (K_p) и бокового горного давления ($P_{бок}$). Леккерское месторождение, скважина № 200

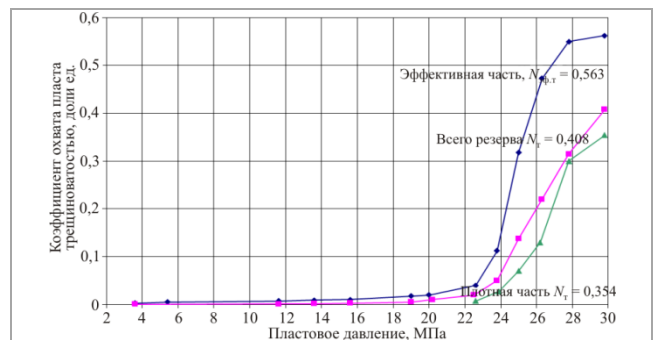


Рис. 6. Зависимость коэффициента охвата трещиноватостью пласта D_3fm от изменения пластового давления. Леккерское месторождение, скважина № 200

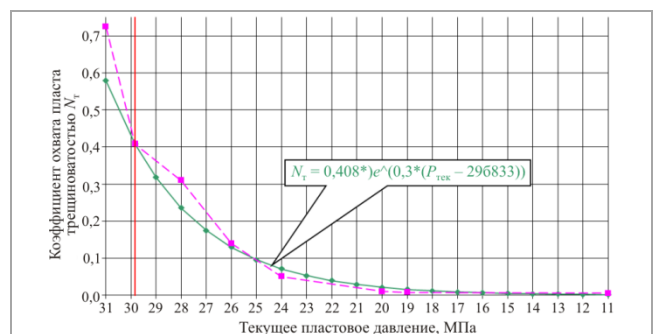


Рис. 7. Адаптация расчетной кривой $N_T = f(P_{тек})$ для всего разреза пласта D_3fm Леккерского месторождения

Таблица 5

Зависимость дренируемых трещинами балансовых запасов нефти пласта D_{3fm} Леккерского месторождения от изменения пластового давления и коэффициента охвата пласта трещиноватостью

Пластовое давление, МПа	$N_{\text{тек}}$ эффективной толщины	$N_{\text{нач}} - N_{\text{тек}}$ ΔN_t	Дренируемые трещинами балансовые запасы нефти, тыс. т	Потери дренируемых трещинами балансовых запасов нефти - $Q_{\text{бал}} \cdot \Delta N_t$	
				тыс. т	% от начальных
30,6	0,563	0	5628	0	0
30	0,563	0	5628	0	0
29	0,56	0,003	5598	30	0,3
28	0,55	0,013	5498	130	1,3
27	0,5	0,063	4998	630	6,3
26	0,43	0,133	4298	1329	13,3
25	0,318	0,312	3179	3119	31,2
24	0,113	0,45	1130	4498	45,0
23	0,04	0,523	400	5228	52,3
22	0,035	0,528	350	5278	52,8
21	0,03	0,533	300	5328	53,3
20	0,022	0,541	220	5408	54,1
19	0,02	0,543	200	5428	54,3
18	0,015	0,548	150	5478	54,8
17	0,01	0,553	100	5528	55,3

Примечание: начальные балансовые запасы нефти пласта D_{3fm} по категории А + В₁ составляют 9996 тыс. т. Текущее пластовое давление на 01.01.2021 равно 17,3 МПа (в зонах отбора 15,7 МПа).

Таблица 6

Сравнение условной динамики показателей пласта D_{3fm} для вариантов порового и трещинно-порово-кавернового типов коллекторов по скважине № 200 Леккерского месторождения

Давление, МПа			Поровый коллектор				Порово-кавернозно-трещинный коллектор			
$P_{\text{пл}}$	ΔP	$P_{\text{заб}}$	Проницаемость, мкм ²	Коэф. охвата балансовых запасов нефти дренированием	Коэф. продукт. т/сут/МПа	Дебит нефти, т/сут	Проницаемость, (уд. зоны) мкм ²	Коэф. охвата балансовых запасов нефти дренированием	Коэф. прод. призабойной зоны т/сут/МПа	Дебит нефти, т/сут
30	6	24	0,067	0,563	28,1	168	0,067	0,563	15,4	92
29	6	23	0,067	0,563	28,1	168	0,061	0,44	14	84
28	6	22	0,067	0,563	28,1	168	0,055	0,325	12,7	76
27	6	21	0,067	0,563	28,1	168	0,05	0,24	11,5	69
26	6	20	0,067	0,563	28,1	168	0,045	0,179	10,4	62
25	6	19	0,067	0,563	28,1	168	0,041	0,132	9,5	57
24	6	18	0,067	0,563	28,1	168	0,037	0,098	8,6	52
23	6	17	0,067	0,563	28,1	168	0,034	0,072	7,8	47
22	6	16	0,067	0,563	28,1	168	0,031	0,054	7,1	43
21	6	15	0,067	0,563	28,1	168	0,028	0,04	6,5	39
20	6	14	0,067	0,563	28,1	168	0,025	0,029	5,9	35
19	6	13	0,067	0,563	28,1	168	0,024	0,022	5,4	32
18	6	12	0,067	0,563	28,1	168	0,023	0,016	4,9	29
17	6	11	0,067	0,563	28,1	168	0,022	0,012	3,9	27

Примечание: для порового коллектора $N_{\text{нач}} = 0,563$, $N_{\text{тек}} = \text{const}$; для порово-кавернозно-трещинного - $N_{\text{нач}} = 0,563$, $N_{\text{тек}} = 0,563 \times e^{-0,3(P_{\text{пл}} - P_{\text{тек}})}$.

Это, однако, не означает, что такое изменение трещинной толщины можно увидеть на диаграмме ВАК, снятой при пониженном пластовом давлении, например, при 22 МПа (см. рис. 7) против 30,6 МПа, как в скважине № 200. По ВАК определяется не сама трещинная толщина, а коэффициент Пуассона, который не зависит от изменения пластового (эффективного) давления настолько сильно, чтобы это изменение можно было обнаружить методом ВАК. Нет пока никаких данных для какого-либо суждения о зависимости бокового горного давления от изменения пластового (эффективного) давления. Сокращение трещинной толщины в нашем случае следует понимать как сокращение возможностей (или условий) для существования открытых субвертикальных трещин, выраженное через расчетное изменение трещинной толщины, начальное значение которой определяем также расчетным способом при статичных показателях коэффициента Пуассона и бокового горного давления для первоначального (гидростатического) пластового давления по правилу: $M \leq 0,295$, $K_p < P_{\text{пл}} / P_{\text{гор}}$, $P_{\text{бок}} < P_{\text{пл}}$.

Именно такой «скрытый» характер изменения трещинной толщины до сих пор является главным препятствием для изучения динамических свойств порово-кавернозно-трещинных коллекторов геолого-промышленными методами.

Во-вторых, сокращение коэффициента охвата пласта D_{3fm} трещиноватостью и трещинной толщины в 10 раз при падении

пластового давления с 30,6 до 22 МПа не только синхронно совпадает с сокращением трещинного коэффициента продуктивности, но и вызывает разрушение объемной сетки трещин как системы, обеспечивающей гидродинамическое единство всех видов пустот порово-кавернозно-трещинного коллектора. Пропорционально этому из дренирования выключаются балансовые запасы нефти порово-кавернозной матрицы, охваченные ранее сеткой трещин. Наглядное представление об этом дают данные табл. 5.

$$\Delta Q_{\text{потерь}} = Q_{\text{бал}}(N_{\text{нач}} - N_{\text{тек}}). \quad (9)$$

Из табл. 5 следует, что на 01.01.2021 пласт D_{3fm} практически утратил трещинную составляющую, и в работе остались одиночные субвертикальные трещины с особенно низким боковым горным давлением, избирательно дренирующие пористо-кавернозную матрицу, а также отдельные каналы самой матрицы, фильтрационные свойства которой по данным исследования скважин составляют 2 % от начальных фильтрационных свойств всей порово-кавернозно-трещинной системы. Все это совершенно не характерно для коллекторов порового типа (табл. 6).

В табл. 6 условный поровый коллектор пласта D_{3fm} имеет такие же начальные свойства (проницаемость,

продуктивность, охват дренированием балансовых запасов нефти), как и реальный порово-кавернозно-трещинной коллектор пласта D₃fm в скважине № 200. Такая ситуация вполне вероятна в тех случаях, когда вышеназванные параметры определяются по геолого-промысловым и гидродинамическим исследованиям на ранней стадии эксплуатации скважины.

Происходит подмена свойств: параметры трещинной среды присваиваются поровой среде, а поскольку поровая среда является статичной, то все прогнозы по добыче нефти осуществляются без учета деформации сжатия, т.е. без учета падения коэффициента продуктивности и отклонения от дренирования балансовых запасов нефти, содержащихся в порово-кавернозной матрице. Подобные ошибки в промысловой практике не редкость и почти всегда имеют драматические последствия [43–45].

В заключении приводим основные параметры пласта D₃fm, выявленные по ВАК (или связанные с интерпретацией ВАК):

- полное горное давление – 74,2 МПа;
- максимальное боковое горное давление – 41,8 МПа;
- начальное гидростатическое давление – 30,6 МПа;
- среднее боковое горное давление трещинных слоев – 25–27,5 МПа;

Библиографический список

1. Викторин В.Д. Влияние особенностей карбонатных коллекторов на эффективность разработки нефтяных залежей. – М.: Недра, 1988. – 148 с.
2. Некрасов А.С. Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов нефтяных месторождений. – Пермь, 2006. – 422 с.
3. Юнусов Ш.М. Совершенствование методик построения карт трещиноватости коллекторов // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 8. – С. 88–91.
4. Jerry Lucia F. Carbonate Reservoir Characterization. – 2nd Edition. – Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007. – 337 p.
5. Kazemi H., Seth M.S., Thomas G.W. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution // SPEJ, December. – 1969. – P. 463-472.
6. Вилесов А. П. Разнообразие типов трещиноватости в верхнедевонских органогенных постройках Березниковской карбонатной платформы (Пермский край) // Рифы и карбонатные пещеритолиты: материалы всероссийского литологического совещания. – Сыктывкар: Геопринт, 2010. – С. 45–47.
7. Багрянцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. – М.: Недра, 1982. – 281 с.
8. Дорофеева Т.В. Тектоническая трещиноватость горных пород и условия формирования трещинных коллекторов нефти и газа. – М.: Недра, 1986.
9. Располов А.В., Чистов А.С., Поплаухина Т.Б. Трехмерное математическое моделирование Гежского нефтяного месторождения // Геология и разработка нефтяных месторождений. – 1996. – № 10.
10. Черныцкий А.В. Геологическое моделирование нефтяных залежей массивного типа в трещиноватых карбонатных коллекторах. – М.: ОАО РМНПК «Нефтеотдача», 2002. – 254 с.
11. Interference Testing in Reservoirs With Conductive Faults or Fractures. SPE Reservoir Evaluation & Engineering / M. Abbaszadeh, K. Asakawa, H. Cinco-Ley, H. Arihara // SPE RESERV EVAL ENG. – 2000. – Vol. 3, no. 5. – P. 426-434.
12. Hildegard Westphal, Bernhard Riegl, Gregor P. Eberli Carbonate Depositional Systems: Assessing Dimensions and Controlling Parameters. – Springer Science + Business Media B.V., 2010. – 235 p.
13. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / под ред. В.И. Петерсилье, В.И. Пороксуна, Г.Г. Яценко. – М.-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверьгеофизика», 2003.
14. Najurieta H.L. A theory for pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs // J. Pet. Technol. – 1980. – July. – P. 1241–1250.
15. Гладков Е.А. Особенности разработки трещиновато-кавернозных коллекторов Восточной Сибири // Газовая промышленность. – 2011. – № 8. – С. 36–38.
16. Голф-Рахт Т.Д. Основы нефтепромысловой геологии и разработки трещиноватых коллекторов / пер. с англ. Н.А. Бардиной, П.К. Голованова. – М.: Недра, 1986. – 608 с.
17. Гудков Е.П., Располов А.В., Михеева Т.П. Влияние разрывных тектонических нарушений на работу скважин Гежского нефтяного месторождения // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1999. – № 1. – С. 34–37.
18. Баренблатт Г.И. Математическая теория равновесных трещин, образующихся при хрупком разрушении // Прикладная математика и техническая физика. – 1961. – № 4. – С. 3–57.
19. Котяхов Ф.И. Физика нефтяных и газовых коллекторов. – М.: Недра, 1977. – 186 с.
20. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Наука, 1997. – 324 с.
21. Гиматулинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта: учебник для вузов. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1982. – 311 с.
22. Bortolan Neto L., Koutousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant // International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences. – 2013. – № 61. – P. 223–230.
23. Jackson R.R., Banerjee R. «Application of reservoir simulation and history matching methods to MDT vertical interference testing and determination of permeability anisotropy» // Paper presented at the 8th European Conference on the mathematics of oil recovery. – Freiberg, Germany, 2002.
24. Khanna A., Neto L. B., Koutousov A. Effect of residual opening on the inflow performance of a hydraulic fracture // International Journal of Engineering Science. – 2014. – № 74. – P. 80–90.
25. Медведев А.И., Боганин В.Н., Пестриков Н.А. Тестовый пример обработки кривой восстановления давления // Каротажник. – 2011. – Т. 9. – С. 53–66.
26. Черепанов С.С. Комплексное изучение трещиноватости карбонатных залежей методом Уоррена – Рута с использованием данных сейсмофацциального анализа (на примере турне-фаменской залежи Озерного месторождения) // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – № 14. – С. 6–12.
27. Определение параметров трещиноватости пород на основе комплексного анализа данных изучения ядра, гидродинамических и геофизических исследований скважин / С.С. Черепанов, И.Н. Пономарева, А.А. Ерофеев, С.В. Галкин // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 2. – С. 94–96.
28. Черепанов С.С., Мартюшев Д.А., Пономарева И.Н. Оценка фильтрационно-емкостных свойств трещиноватых карбонатных коллекторов месторождений Предуральяского краевого прогиба // Нефтяное хозяйство. – 2013. – № 3. – С. 62–65.
29. Особенности изучения фильтрационных характеристик ориентированного ядра сложнопостроенных карбонатных коллекторов / И.П. Гурбатова, В.В. Плотников, Н.А. Попов, И.В. Сысоев // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2013. – № 9. – С. 79–86.
30. Колганов В.И. Влияние трещиноватости карбонатных коллекторов на показатели разработки при заводнении // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 11. – С. 68–72.
31. Майдебор В.Н. Особенности разработки нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М.: Недра, 1980. – 288 с.
32. Сазонов Б.Ф., Ковалев В.С., Шабанов В.А. Разработка карбонатных коллекторов порового типа // Нефтяное хозяйство. – 1987. – № 9. – С. 25–30.
33. Сонич В.П., Черемисин Н.А., Батулин Ю.Е. Влияние снижения пластового давления на фильтрационно-емкостные свойства пород // Нефтяное хозяйство. – 1997. – № 9. – С. 52–25.
34. Тимураев А.И. Практические результаты изучения фильтрационной неоднородности трещинных коллекторов фундамента месторождений Белый тигр // Экспозиция нефть и газ. – 2011. – № 11. – С. 33–40.
35. Мордвинов В.А., Польшин В.В. Изменение продуктивности добывающих скважин при снижении пластовых и забойных давлений // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 8. – С. 120–122.
36. Трещиноватость горных пород. Основы теории и методы изучения: метод. реком / сост.: О.Г. Епифанцев, Н.С. Плетенчук; СибГИУ. – Новокузнецк, 2008. – 41 с.
37. Обработка результатов гидродинамических исследований скважин, дренирующих трещинно-поровый коллектор / Р.С. Хисамов, М.М. Хамидуллин, С.В. Нечваль, И.Ф. Галимов, Р.Т. Фазлыев // Нефтепромысловое дело. – 2006. – № 1. – С. 21–24.
38. Разработка рационального комплекса проседения, обработки и интерпретации гидродинамических исследований скважин сложнопостроенных карбонатных коллекторов (на примере месторождений Нижнего Поволжья) / В.С. Левченко, И.Ю. Левченко, Б.М. Винарский, А.П. Михальков // Тр. ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть». – 2003. – Вып. 61. – С. 223–237.
39. Закиров А.А. Особенности изменения параметров пласта и пластовых флюидов в зависимости от динамики пластового давления // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 6. – С. 25–27.
40. Louis H. Reiss The Reservoir engineering aspects of fractured formations // Institut francais du petrole, 1980. – P. 110.
41. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin / R.A. Nelson, E.P. Moldovanyi, C.C. Matcek, I. Azpirtxaga, E. Bueno // Venezuela: AAPG Bulletin. – 2000. – Vol. 84, no. 11. – P. 1791–1809.

- минимальное боковое горное давление трещинных слоев – 5–11 МПа;
- коэффициент охвата пласта трещиноватостью составляет 0,354–0,563, изменяется в соответствии с выражениями:

$$N_t = N_{нач} \cdot e^{-0,3(29,83 - P_{пл})} \text{ при } P_{пл} < P_{нач}; \quad (10)$$

$$N_t = N_{нач} \cdot e^{0,3(P_{пл} - 29,83)} \text{ при } P_{пл} > P_{нач}, \quad (11)$$

где N_t , $N_{нач}$ – соответственно текущий и начальный коэффициенты охвата пласта трещиноватостью.

Заключение

Таким образом, использование результатов ВАК позволяет выделить трещинные слои, определить коэффициент охвата трещиноватостью всего разреза, эффективной и плотной частей разреза, а также установить (в графическом, табличном и частично в аналитическом виде) динамическую связь коэффициента охвата пласта трещиноватостью с изменением первоначального пластового давления, что в конечном счете означает изменение коэффициента охвата дренированием балансовых запасов нефти, находящегося в низкопроницаемой матрице.

42. The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir - The Najmah-Sargelu of West Kuwait / Olivier Fonta, Naveen Verma, Saad Matar, Vincent Divry, Hanadi Al-Qallaf // SPE Reservoir Evaluation & Engineering – SPE RESERV EVAL ENG. – 2007. – Vol. 10, no. 6. – P. 695–710.
43. Practical Flow-Simulation Method for a Naturally Fractured Reservoir: A Field Study / Salem Salem, Maged El Deeb, Medhat Abdou, Steef Linthorst, Asnul Bahar, Mohan Kelkar // SPE Reservoir Evaluation & Engineering – SPE RESERV EVAL ENG. – 2006. – Vol. 9, no. 2. – P. 173–185.
44. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models, Elsevier Science B.V., P.O. Box 211, 1000 AE. – Amsterdam, the Netherlands, 2002.
45. Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. – 2nd Edition Elsevier, 2004. – P. 889.

References

1. Viktorin V.D. Vliianie osobennosti karbonatnykh kollektorov na effektivnost' razrabotki nefiannykh zalezhei [The influence of features of carbonate reservoirs on the efficiency of oil reservoir development]. Moscow: Nedra, 1988, 148 p.

2. Nekrasov A.S. Geologo-geofizicheskie issledovaniia karbonatnykh kollektorov nefiannykh mestorozhdenii [Geological and geophysical studies of carbonate reservoirs of oil fields]. Perm', 2006, 422 p.

3. Iunusov Sh.M. Sovershenstvovanie metodik postroeniia kart treshchinovatosti kollektorov [Improving methods for constructing reservoir fracture maps]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2008, no. 8, pp. 88-91.

4. Jerry Lucia F. Carbonate Reservoir Characterization. 2nd Edition. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, 2007, 337 p.

5. Kazemi H., Seth M.S., Thomas G.W. The interpretation of interference tests in naturally fractured reservoirs with uniform fracture distribution. *SPEJ*, December, 1969, pp. 463-472. DOI: 10.2118/2156-B

6. Vilesov A. P. Raznoobrazie tipov treshchinovatosti v verkhnedevonskikh organogennykh postroikakh Bereznikovskoi karbonatnoi platformy (Permskii kraj) [Diversity of fracturing types in the Upper Devonian organogenic structures of the Bereznikovskaya carbonate platform (Perm Krai)]. *Rify i karbonatnye psefitolity: materialy vsrossiiskogo litologicheskogo soveshchaniia*. Syktyvkar: Geoprint, 2010, pp. 45-47.

7. Bagrintseva K.I. Treshchinovatost' osadochnykh porod [Fracturing of sedimentary rocks]. Moscow: Nedra, 1982, 281 P.

8. Dorofeeva T.V. Tektonicheskaia treshchinovatost' gornykh porod i usloviia formirovaniia treshchinnykh kollektorov nefi i gaza [Tectonic fracturing of rocks and conditions for the formation of fractured oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra, 1986.

9. Raspopov A.V., Chistov A.S., Poplauhina T.B. Trekhmernoe matematicheskoe modelirovanie Gezhskogo nefiannogo mestorozhdeniia [3D mathematical modeling of the Gezhskoye oil field]. *Geologiya i razrabotka nefiannykh mestorozhdenii*, 1996, no. 10.

10. Chernitskii A.V. Geologicheskoe modelirovanie nefiannykh zalezhei massivnogo tipa v treshchinovatykh karbonatnykh kollektorakh [Geological modeling of massive oil deposits in fractured carbonate reservoirs]. Moscow: OAO RMNTK "Nefteotdacha", 2002, 254 p.

11. Abbaszadeh M., Asakawa K., Cinco-Ley H., Arihara H. Interference Testing in Reservoirs with Conductive Faults or Fractures. SPE Reservoir Evaluation & Engineering. *SPE RESERV EVAL ENG*, 2000, vol. 3, no. 5, pp. 426-434. DOI: 10.2118/66406-PA

12. Hildegard Westphal, Bernhard Riegel, Gregor P. Eberli Carbonate Depositional Systems: Assessing Dimensions and Controlling Parameters. Springer Science + Business Media B.V., 2010, 235 p.

13. Metodicheskie rekomendatsii po podschetu geologicheskikh zapasov nefi i gaza ob'emnym metodom [Guidelines for calculating the geological reserves of oil and gas by the volumetric method]. Eds. V.I. Petersil'e, V.I. Poroskuna, G.G. Iatsenko. Moscow-Tver': VNIGNI, NPTs "Tver'geofizika", 2003.

14. Najurieta H.L. A theory for pressure transient analysis in naturally fractured reservoirs. *J. Pet. Technol.*, 1980, July, pp. 1241-1250. DOI: 10.2118/6017-PA

15. Gladkov E.A. Osobennosti razrabotki treshchinovato-kavernoznykh kollektorov Vostochnoi Sibiri [Features of the development of fractured-cavernous reservoirs in Eastern Siberia]. *Gazovaya promyshlennost'*, 2011, no. 8, pp. 36-38.

16. Golf-Rakht T.D. Osnovy neftepromyslovoi geologii i razrabotki treshchinovatykh kollektorov [Fundamentals of oilfield geology and the development of fractured reservoirs]. Moscow: Nedra, 1986, 608 p.

17. Gudkov E.P., Raspopov A.V., Mikheeva T.P. Vliianie razryvnykh tektonicheskikh narushenii na rabotu skvazhin Gezhskogo nefiannogo mestorozhdeniia [Impact of rupture tectonic disturbances on the operation of wells of the Gezhskoye oil field]. *Geologiya, geofizika i razrabotka nefiannykh i gazovykh mestorozhdenii*, 1999, no. 1, pp. 34-37.

18. Barenblatt G.I. Matematicheskaia teoriia ravnovesnykh treshchin, obrazuiushchikhsia pri khrupkom razrushenii [Mathematical theory of equilibrium cracks formed during brittle fracture]. *Prikladnaia matematika i tekhnicheskaiia fizika*, 1961, no. 4, pp. 3-57.

19. Kotiakhov F.I. Fizika nefiannykh i gazovykh kollektorov [Physics of oil and gas reservoirs]. Moscow: Nedra, 1977, 186 p.

20. Lebedinets N.P. Izuchenie i razrabotka nefiannykh mestorozhdenii s treshchinovatyimi kollektorami [Study and development of oil fields with fractured reservoirs]. Moscow: Nedra, 1997, 324 p.

21. Gimatudinov Sh.K., Shirkovskii A.I. Fizika nefiannogo i gazovogo plasta [Physics of the oil and gas reservoir]. 3rd ed. Moscow: Nedra, 1982, 311 p.

22. Bortolan Neto L., Kotousov A. Residual opening of hydraulic fractures filled with compressible proppant. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*, 2013, no. 61, pp. 223-230. DOI: 10.1016/j.ijrmms.2013.02.012

23. Jackson R.R., Banerjee R. "Application of reservoir simulation and history matching methods to MDT vertical interference testing and determination of permeability anisotropy". *Paper presented at the 8th European Conference on the mathematics of oil recovery*. Freiberg, Germany, 2002.

24. Khanna A., Neto L.B., Kotousov A. Effect of residual opening on the inflow performance of a hydraulic fracture. *International Journal of Engineering Science*, 2014, no. 74, pp. 80-90. DOI: 10.1016/j.ijengsci.2013.08.012

25. Medvedev A.L., Boganik V.N., Pestrikov N.A. Testovyi primer obrabotki krivoi vosstanovleniia davleniia [Test case for pressure recovery curve processing]. *Karotazhnik*, 2011, vol. 9, pp. 53-66.

26. Cherepanov S.S. Kompleksnoe izuchenie treshchinovatosti karbonatnykh zalezhei metodom Uorrena - Ruta s ispol'zovaniem dannykh seismofatsial'nogo analiza (na primere turne-famenskoi zalezhei Ozerneho mestorozhdeniia) [Integrated research of carbonate reservoir fracturing by Warren-Root method using seismic facies analysis (evidence from Tourmaisenian-Famennian deposit of Ozerne field)]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2015, no. 14, pp. 6-12. DOI: 10.15593/2224-9923/2015.14.1

27. Cherepanov S.S., Ponomareva I.N., Erofeev A.A., Galkin S.V. Opredelenie parametrov treshchinovatosti porod na osnove kompleksnogo analiza dannykh izuchenii kerna, gidrodinamicheskikh i geofizicheskikh issledovaniia skvazhin [Determination of fractured rock parameters based on a comprehensive analysis of the data core studies, hydrodynamic and geophysical well tests]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2014, no. 2, pp. 94-96.

28. Cherepanov S.S., Martiushev D.A., Ponomareva I.N. Osenka fil'tratsionno-emkostnykh svoistv treshchinovatykh karbonatnykh kollektorov mestorozhdenii Predural'skogo kraevogo gorgiba [Evaluation of filtration-capacitive properties of fractured carbonate reservoir of Predural'skogo edge deflection]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2013, no. 3, pp. 62-65.

29. Gurbatova I.P., Plotnikov V.V., Popov N.A., Sysoev I.V. Osobennosti izucheniiia fil'tratsionnykh kharakteristik orientirovannogo kerna slozhnopolostroyennykh karbonatnykh kollektorov [Peculiarities of research of filtration characteristics of the oriented core from complex carbonate reservoirs]. *Vestnik Permskogo natsional'nogo issledovatel'skogo politekhnicheskogo universiteta. Geologiya. Neftgazovoe i gornoe delo*, 2013, no. 9, pp. 79-86.

30. Kolganov V.I. Vliianie treshchinovatosti karbonatnykh kollektorov na pokazateli razrabotki pri zavodnenii [Influence of fracturing in carbonate reservoirs on development performance during waterflooding]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2003, no. 11, pp. 68-72.

31. Maidebor V.N. Osobennosti razrabotki nefiannykh mestorozhdenii s treshchinovatyimi kollektorami [Features of the development of oil fields with fractured reservoirs]. Moscow: Nedra, 1980, 288 p.

32. Sazonov B.F., Kovalev V.S., Shabanov V.A. Razrabotka karbonatnykh kollektorov porovogo tipa [Development of porous carbonate reservoirs]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1987, no. 9, pp. 25-30.

33. Sonich V.P., Cheremisin N.A., Baturin Iu.E. Vliianie snizheniia plastovogo davleniia na fil'tratsionno-emkostnyie svoistva porod [Effect of reservoir pressure reduction on the filtration and capacitance properties of rocks]. *Neftianoe khoziaistvo*, 1997, no. 9, pp. 52-55.

34. Timurziev A.I. Prakticheskie rezultaty izucheniiia fil'tratsionnoi neodnorodnosti treshchinnykh kollektorov fundamenta mestorozhdenii Belyi tigr [Practical results of the basement fractured reservoir filtration heterogeneity of the White Tiger oilfield study]. *Ekspozitsiia nefi i gaz*, 2011, no. 11, pp. 33-40.

35. Mordvinov V.A., Poplygin V.V. Izmnenie produktivnosti dobyvaiushchikh skvazhin pri snizhenii plastovykh i zaboinykh davlenii [Changes in the productivity of production wells with a decrease in reservoir and bottomhole pressures]. *Neftianoe khoziaistvo*, 2011, no. 8, pp. 120-122.

36. Epifantsev O.G., Pletenchuk N.S. Treshchinovatost' gornykh porod. Osnovy teorii i metody izucheniiia [Fracturing of rocks. Fundamentals of the theory and methods of study]. Novokuznetsk, Sibirskii gosudarstvennyi industrial'nyi universitet, 2008, 41 p.

37. Khisamov R.S., Khamidullin M.M., Nechval' S.V., Galimov I.F., Fazlyev R.T. Obrabotka rezul'tatov gidrodinamicheskikh issledovaniia skvazhin, dreniruiushchikh treshchinno-porovyi kollektor [Fracturing of rocks. Fundamentals of the theory and methods of study]. *Neftpromyslovoe delo*, 2006, no. 1, pp. 21-24.

38. Levchenko V.S., Levchenko I.Iu., Vinarskii B.M., Mikhail'kov A.P. Razrabotka ratsional'nogo kompleksa provedeniia, obrabotki i interpretatsii gidrodinamicheskikh issledovaniia skvazhin slozhnopolostroyennykh karbonatnykh kollektorov (na primere mestorozhdenii Nizhnego Povolzh'ia) [Development of a rational complex for conducting, processing and interpreting hydrodynamic studies of wells of complex carbonate reservoirs (on the example of the fields of the Lower Volga region)]. *Trudy OOO "LUKOIL-VolgogradNIPImorneft"*, 2003, iss. 61, pp. 223-237.

39. Zakirov A.A. Osobennosti izmeneniia parametrov plasta i plastovykh fluidov v zavisimosti ot dinamiki plastovogo davleniia [Features of changing reservoir parameters and reservoir fluids depending on reservoir pressure dynamics]. *Neftpromyslovoe delo*, 2005, no. 6, pp. 25-27.

40. Louis H. Reiss the Reservoir engineering aspects of fractured formations. *Institut francais du petrole*, 1980, 110 p.

41. Nelson R.A., Moldovanyi E.P., Matec C.C., Azpirixaga I., Bueno E. Production characteristics of the fractured reservoirs of the La Paz field, Maracaibo basin. Venezuela: AAPG Bulletin, 2000, vol. 84, no. 11, pp. 1791-1809. DOI: 10.1306/8626C393-173B-11D7-8645000102C1865D

42. Fonta Olivier, Verma Naveen, Matar Saad, Divry Vincent, Al-Qallaf Hanadi. The Fracture Characterization and Fracture Modeling of a Tight Carbonate Reservoir - The Najmah-Sargelu of West Kuwait. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering - SPE RESERV EVAL ENG*, 2007, vol. 10, no. 6, pp. 695-710. DOI: 10.2118/93557-PA

43. Salem Salem, El Deeb Maged, Abdou Medhat, Linthorst Steef, Bahar Asnul, Kelkar Mohan. Practical Flow-Simulation Method for a Naturally Fractured Reservoir: A Field Study. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering - SPE RESERV EVAL ENG*, 2006, vol. 9, no. 2, pp. 173-185. DOI: 10.2118/88761-PA

44. Bourdet D. Well test analysis: the use of advanced interpretation models, Elsevier Science B.V., P.O. Box 211, 1000 AE. Amsterdam, the Netherlands, 2002.

45. Djebbar Tiab, Erle C. Donaldson Petrophysics: Theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties. 2nd Edition Elsevier, 2004, 889 p.

Финансирование. Исследование не имело спонсорской поддержки.
 Конфликт интересов. Авторы заявляют об отсутствии конфликта интересов.
 Вклад авторов равноценен.