



УДК 552.578.2.061.43:550.822(571.1)

## ПРИЧИНЫ ОТРИЦАТЕЛЬНЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ ПРИ ОСВОЕНИИ ТРЕЩИННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА РЕСУРСНУЮ БАЗУ ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР

О. В. Шиганова, Л. М. Дорогиницкая, В. В. Сапьяник, Е. Ю. Лаптева

Сибирский НИИ геологии, геофизики и минерального сырья, Новосибирск, Россия.

Недостаточное внимание к технологическим процедурам вскрытия и испытания низкоемких порово-трещинных и трещинных коллекторов в Западной Сибири в прошлом столетии стало одной из главных причин выведения из бурения с отрицательным результатом потенциально нефтегазоперспективных площадей. Проведенные расчеты показали, что баланс между пластовым давлением, депрессией на пласт и тангенциальным напряжением в околоскважинном пространстве существенно влияют на приток продукта к скважине. На примере отдельных опоискованных структур показано, что учет влияния технологических процедур бурения и испытания скважин на результат поисково-оценочного бурения позволяет обоснованно увеличить ресурсную базу углеводородов при выполнении геолого-геофизической оценки потенциально перспективного фонда структур.

**Ключевые слова:** трещинный коллектор, напряженно-деформированное состояние, приток, геологические ресурсы углеводородов, Западная Сибирь.

## REASONS FOR NEGATIVE RESULTS OF EXPLORATION DRILLING DURING THE DEVELOPMENT OF FRACTURED RESERVOIRS AND THEIR INFLUENCE ON THE RESOURCE BASE OF PROSPECTIVE STRUCTURES

O. V. Shiganova, L. M. Doroginitskaya, V. V. Sapyanik, E. Yu. Lapteva

Siberian Research Institute of Geology, Geophysics and Mineral Resources (SNIIGGIMS), Novosibirsk, Russia

Lack of attention to technological procedures for opening and testing low-capacity pore-fractured and fractured reservoirs in Western Siberia in the last century has become one of the leading reasons for the withdrawal of potentially oil and gas prospective areas from drilling with a negative result. The calculations showed that the balance between reservoir pressure, depression on the reservoir and the tangential stress in the near well space significantly affect the inflow of the product to the well. Using the example of selected structures examined, it is shown that taking into account the influence of technological drilling and well testing procedures on the results of prospecting and appraisal drilling can reasonably increase the hydrocarbon resource base when performing a geological and geophysical assessment of a potentially promising fund of structures.

**Keywords:** fractured reservoir, stress-strain state, tributary, geological resources of hydrocarbons, Western Siberia.

DOI 10.20403/2078-0575-2020-2-26-31

Ревизия фонда подготовленных к глубокому бурению объектов и тщательный контроль качества выполненных геолого-разведочных работ (ГРП), в том числе и технологических параметров строительства поисково-разведочных скважин, обосновывающих списание ресурсов категории Д<sub>0</sub>, весьма актуальны на фоне общего падения прироста запасов углеводородов для всех нефтегазоносных провинций Российской Федерации.

На стадии активного освоения ресурсной базы углеводородов в Западной Сибири в конце прошлого столетия основное внимание уделялось высокоемким хорошо проницаемым поровым коллекторам, при вскрытии которых дебиты скважин достигали десятков и сотен кубометров в сутки. При таком подходе уделялось недостаточно внимания к технологическому обеспечению проводки и испытания ствола скважин при поисково-оценочном

бурении, особенно при получении низких дебитов или отсутствии продукта. Высокая плотность буровых растворов и завышенные депрессии (нередко более 50 % от пластового давления) при освоении потенциально продуктивных пластов приводили к выводу из бурения площадей с отрицательной оценкой их нефтегазоперспективности. Применение для порово-трещинных коллекторов теоретически необоснованной технологии вскрытия и испытания, на наш взгляд, стало одной из причин вывода потенциально продуктивных площадей из фонда перспективных.

В настоящее время проблема трещинных коллекторов все больше привлекает внимание геологов-нефтяников. Растет доказательная база распространения трещинных коллекторов в глубоководных отложениях юрского возраста. При анализе петрофизических характеристик кол-

лекторов юрских отложений Западно-Сибирской НГП отмечается нарушение корреляции между пористостью, проницаемостью и остаточной водонасыщенностью пород. Последнее свидетельствует о широком распространении трещинно-поровых коллекторов, что требует изменения технологий их освоения с предварительным расчетом состава притоков по петрофизическим данным и с учетом геомеханики.

Так, например, в юго-восточной части Западно-Межовской структурно-литологической ловушке (СЛЛ) пробурена одна поисковая скважина (Межовская 8) глубиной 2241 м, вскрывшая 29 м пород палеозоя. Испытание скважины проводилось в открытом стволе и в колонне. Из объектов в отложениях киялинской и тарской свит получены притоки воды 722,2 и 176,4 м<sup>3</sup>/сут соответственно. Основное внимание при испытании в колонне было уделено отложениям ачимовской толщи. При испытании в открытом стволе в инт. 2132–2195 м приток не получен. Испытание в колонне интервала 2174–2183 м дало приток безводной нефти дебитом 0,41 м<sup>3</sup>/сут. Для увеличения притока дополнительно проведена перфорация в инт. 2160–2169 м. Испытание в колонне двух интервалов дало приток 1,473 м<sup>3</sup>/сут. После дополнительной перфорации (увеличения числа отверстий со 190 до 588) и проведения разрыва пласта (ПГД-БК-100) объект обводнился. Предположительно, последнее увеличило проницаемость зоны трещиноватости коллектора (скважина находится в краевой зоне залежи) и спровоцировало прорыв пластовых вод.

Рассмотрим влияние технологии освоения призабойной зоны на примере группы пластов Нх Пайяхской площади. Пласты Нх IV(1–3) НхIV(0) залегают на глубинах более 3400 м, представлены алевролитами, во втором пласте преобладает мелкоалевритовая фракция. Общее содержание цемента изменяется в пределах 6–15 %. Это означает, что породы имеют угнетенное поровое пространство.

Лабораторные исследования показали, что средняя пористость пласта Нх IV(0) изменяется в пределах 6–12,1 %, в среднем составляет 9 %. Пласт содержит тонкослоистые интервалы, в которых глинистые слойки перемежаются с песчанистыми. Избирательная пористость и проницаемость песчанистых слойков может оказаться больше средней по интервалу. Абсолютная проницаемость по газу у всех отобранных из пласта образцов изменяется от 0,02 до 0,25 мкм<sup>2</sup>. Пористость матрицы коллекторов пласта Нх IV(1–3), за исключением прослоев с базальным карбонатным цементом, равна 12,2–17,1 %, в среднем 15,3 %; проницаемость пород 0,21–0,78 мкм<sup>2</sup>, только у образца с микротрещиной 1,8 мкм<sup>2</sup>. Таким образом, матрица пород сохранила пористость, но имеет очень низкую проницаемость, которая не обеспечивает притоков УВ (рис. 1). Их фильтрация, оче-

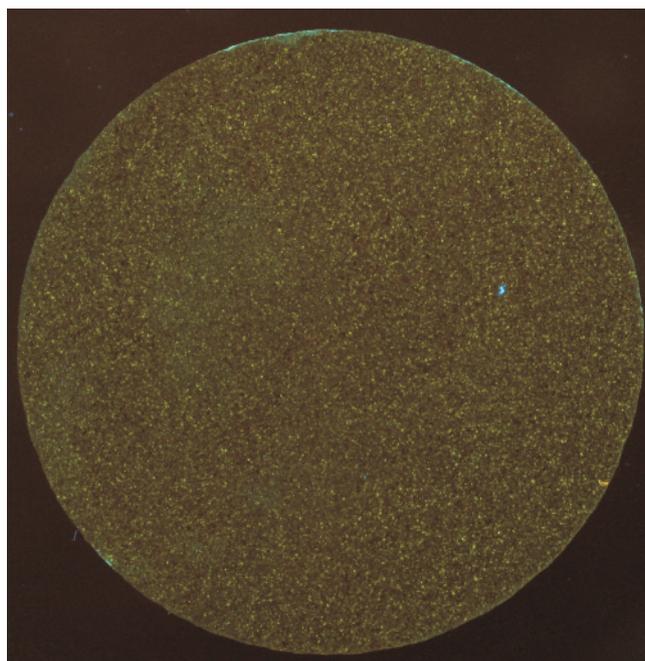


Рис. 1. Матрица коллектора пласта Нх IV(1–3) (желтые вкрапления – нефть)



Рис. 2. Типичная для порово-трещинного коллектора картина разрушения керна при бурении и выносе на поверхность. Пласт Нх IV(0)

видно, происходит преимущественно по системе трещин.

В связи с этим основным при освоении пластов Нх на депрессии становится вопрос существования и сохранности открытых «проницаемых» трещин.

На рис. 2 показана типичная для порово-трещинного коллектора пласта Нх IV(0) картина разрушения породы при бурении и выносе керна на поверхность пород. КERN распался по слоистости и по участкам вертикальной трещиноватости. Те и другие



трещины являются каналами фильтрации пластовых флюидов.

Теоретически вопрос напряженного состояния пород в околоскважинном пространстве рассмотрен детально [3–5, 7, 8]. Согласно публикациям, можно принять следующие тезисы.

1. Осадочные бассейны, к которым приурочены нефтяные и газовые месторождения, представляют собой последовательность протяженных слоев, нагруженных собственным весом.

2. Тектонические напряжения, обусловленные современными тектоническими процессами, отсутствуют, но могут сохраняться в породах как *остаточные напряжения*, которые возможны прежде всего в зонах разломной тектоники [1].

3. Трещины, наблюдаемые в породах, – результат разгрузки напряженного состояния пород в течение геологического времени.

4. Необходимо оценивать предел прочности пород, поскольку при *запредельных* нагрузках наблюдается пластическая деформация, образование новых трещин и связанные с ними изменения физических свойств пород [6]. Особый интерес представляет случай, когда предел прочности пород преодолевается в процессе бурения.

5. Флюид, насыщающий породу, и пластовое давление являются активными участниками ее структурных преобразований и напряженного состояния.

Главные ортогональные напряжения в *пористой среде* определяются системой уравнений:

$$\begin{aligned}\sigma_r &= -k\rho gH \left(1 - \frac{R^2}{r^2}\right) - \gamma gH \frac{R^2}{r^2} + nP_{пл}; \\ \sigma_\theta &= -k\rho gH \left(1 + \frac{R^2}{r^2}\right) + \gamma gH \frac{R^2}{r^2} + nP_{пл}; \\ \sigma_z &= -\rho gH + nP_{пл}; \\ \tau_{\max} &= \frac{1}{2}(\sigma_r - \sigma_\theta) = -gH(\rho - \gamma) \frac{R^2}{r^2},\end{aligned}\quad (1)$$

где  $\sigma_r$ ,  $\sigma_\theta$ ,  $\sigma_z$ ,  $\tau_{\max}$  – радиальное, тангенциальное, осевое ортогональное и максимальное касательное напряжения соответственно;  $k$  – коэффициент бокового отпора в рамках *упругой* или *вязко-упругой* модели породы;  $\rho$  – средняя плотность пород исследуемого массива до глубины залегания  $H$ ;  $\gamma$  – плотность промывочной жидкости;  $R$  – радиус скважины;  $r$  – текущий радиус;  $n$  – коэффициент разгрузки напряжений в матрице пород под воздействием пластового давления  $P_{пл}$ .

Из формул (1) следует, что при  $r \gg R$  (т. е. вдали от стенки скважины) отношение  $(R^2/r^2) \rightarrow 0$  и, следовательно:

$$\sigma_r = \sigma_\theta = -k\rho gH + nP_{пл}, \quad (2)$$

а касательные напряжения отсутствуют.

При  $r = R$  (т. е. на стенке скважины)

$$\begin{aligned}\sigma_r^0 &= -\gamma gH + nP_{пл}; \\ \sigma_\theta^0 &= -2k\rho gH + \gamma gH + nP_{пл}; \\ \tau_{\max}^0 &= \frac{1}{2}(\sigma_r - \sigma_\theta) = -gH(\rho - \gamma).\end{aligned}\quad (3)$$

Из формул (1) следует также, что инвариант напряженного состояния  $\sigma_{\text{эф}} = \sigma_z + \sigma_r + \sigma_\theta$  равен  $\sigma_{\text{эф}} = -\rho gH(2k+1) + 3nP_{пл}$ , не зависит от веса жидкости, заполняющей скважину, и не имеет горизонтального градиента [7]. За приток отвечает радиальное напряжение  $\sigma_r$ , которое изменяется в направлении от скважины вглубь массива. Радиальное напряжение на скелет породы у стенки скважины равно  $-\gamma gH + nP_{пл}$ , а в глубине массива  $-k\rho gH - nP_{пл}$ . Их разность  $gH(k\rho - \gamma)$  в отсутствие депрессии определяет градиент радиального напряжения. В зависимости от плотности  $\gamma$  и коэффициента бокового отпора он может иметь как положительный знак, так и отрицательный, т. е. приток флюида в скважину без депрессии может не состояться.

В общем случае поровое пространство пород представлено порами, кавернами и трещинами. Многочисленные эксперименты показывают, что сжимаемость трещин на порядок больше, чем пор и каверн. Следовательно, если в породе существовала система раскрытых вертикальных и субвертикальных трещин, то тангенциальное (кольцевое сжимающее) напряжение  $\sigma_\theta$  прежде всего деформирует эти трещины. Когда тангенциальное напряжение  $\sigma_\theta^0 = -2k\rho gH + nP_{пл} + \gamma gH$  превысит величину пластового давления  $P_{пл}$ , произойдет значительное уменьшение раскрытости вертикальных и субвертикальных трещин и снижение гидродинамической связи коллектора со скважиной. При этом чем *больше депрессия на пласт* (уменьшение компоненты  $\gamma gH$ ), тем больше возрастает тангенциальное напряжение и снижается проницаемость по трещинам.

Однако такой простой сценарий, как уже отмечалось выше, имеет место, если напряжение пород в околоскважинном пространстве не превышает предела их прочности. В противном случае в зависимости от свойств пород и варианта напряженного состояния начинается разрушение пород пристволенной зоны. При этом предельные нормальные напряжения ответственны за переуплотнение твердой матрицы породы, за нарушение ее конструкции. Под действием предельных касательных напряжений происходит процесс дилатансии (рассеянного накопления микротрещин и увеличение объема породы без разрушения) и пластическая деформация (изменение кристаллической решетки минералов, скольжение ее слоев относительно друг друга и др.). Перечисленные процессы протекают локально и массово, а в результате проницаемость пород в околоскважинном пространстве может как уменьшиться, так и увеличиться [6, 8].



Для нефтепромысловой практики существенное значение имеют тангенциальное и радиальное напряжения в интервале (2–3) R от стенки скважины. Радиальное и тангенциальное напряжения зависят от плотности промысловой жидкости, используемой для бурения. При ее увеличении возрастает роль радиального напряжения и снижение влияния тангенциального. При уменьшении плотности промысловой жидкости имеет место обратная картина. Изменяя забойное давление, можно регулировать значения радиального и тангенциального напряжений.

Итак, если в породе существует система раскрытых вертикальных трещин, то тангенциальное (кольцевое сжимающее) напряжение будет уменьшать их раскрытость, т. е. снижать трещинную проницаемость. Когда забойное давление в скважине станет таким, что тангенциальное напряжение превысит величину пластового давления, произойдет закрытие трещин и потеря гидродинамической связи коллектора со скважиной. При испытании коллектора чем ниже забойное давление, тем больше возрастает тангенциальное напряжение.

Решающие правила сохранности трещин можно найти в работах Ю. А. Ильинского и В. М. Лимбергера, Ю. Я. Брылкина [3 и др.]. Авторы считают, что:

при  $\sigma_\theta < P_{пл}$  раскрытые вертикальные и субвертикальные трещины возможны, так же как и раскрытые микротрещины;

при  $\sigma_\theta > P_{пл}$  возможны только раскрытые микротрещины небольшой протяженности;

при  $\sigma_\theta \ll P_{пл}$  возможны интенсивные перетоки флюидов.

Авторами данной статьи проведены расчеты условий сохранности открытости трещин для центральной части пластов Нх IV(1–3), Нх IV(0), Нх III на Пайяхской площади.

Определение геостатического давления  $P_{геос}$  на расчетных глубинах проводилось по общепринятой формуле:

$$P_{геос} = \rho_n g H,$$

где  $\rho_n$  – средний объемный вес водонасыщенных пород;  $g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>;  $H$  – глубина залегания точки расчета, км.

Коэффициент Пуассона  $\nu$  взят по данным лабораторных определений акустических скоростей при эффективном давлении 30 МПа и принят равным 0,26. Градиент пластового давления установлен по результатам испытания в колонне на глубинах 3320 и 3450 м, где давления равны 587,12 и 599,9 атм соответственно. Принято, что в рассматриваемом интервале разреза градиент постоянный (см. таблицу).

Расчеты показали, что для пластов Нх  $\sigma_\theta^0$  существенно меньше пластового давления, а  $P_{геос}$  больше  $P_{пл}$ . Таким образом, для разреза указанных пластов подтверждается наличие раскрытых вертикальных

Геостатическое давление, боковой отпор и тангенциальное напряжение на стенках скважин для пластов Нх, атм

Пласт	Глубина, м	$P_{геос}$	$P_{бок}$	$\sigma_\theta^0$ при $\gamma$ , г/см <sup>3</sup>		$P_{пл}$
				1,11	1,51	
Нх-III	3338–3376	788	276	394	441	590,7
Нх-IV <sub>0</sub>	3435–3444	808	283	400	533	598,8
Нх-IV <sub>1-3</sub>	3459–3473	817	286	286	534	601,4

и субвертикальных трещин и микротрещин, по которым возможно движение пластовых флюидов, а их движение по квазигоризонтальным трещинам маловероятно.

Следует отметить, что если при технологических операциях при бурении возникали большие репрессии, то сжатие трещин могло произойти уже в процессе бурения. Учитывая, что в коллекторах Нх большое количество (n·10 %) пластичных компонентов (пелитизированных полевых шпатов, гидратированных слюд, слюдистых обломков, обломков эффузивов), при критических депрессиях на пласт, «схлопывание» тонких канальцев между порами может иметь необратимый характер.

Представленный алгоритм влияния технологических процедур бурения и испытания скважин на результат поисково-оценочного бурения был реализован при анализе геолого-геофизической обоснованности перспективного фонда ресурсной базы УВ Томской, Новосибирской и Омской областей, в том числе опосредованных структур, выведенных из бурения. Проведенные исследования показали, что недооценка напряженного состояния пород при вскрытии и испытании коллекторов привела к слабому притоку продукта в скважину, а то и полному его отсутствию.

Представленные расчеты проведены еще на Сергеевской (Новосибирская область) и Парбигской (Томская область) площадях. Ревизия материалов бурения и испытания поисково-оценочных скважин сопровождала обобщающую переинтерпретацию сейсмических данных и структурные построения.

Сергеевская структурно-литологическая ловушка с тектоническим экранированием приурочена к локальному поднятию, расположенному на северном окончании Тебисского мегавала, в зоне его сочленения с Муромцевской впадиной (рис. 3). Пласт Ю<sub>1</sub> испытан в скв. 1, где получен приток пластовой воды (1,46 м<sup>3</sup>/сут) с нефтью (4 %) плотностью 0,861 г/см<sup>3</sup>. По лабораторным данным  $K_n$  пород в интервале испытания в среднем 8,2 %,  $K_{np} = 0,2$  мД, что характеризуют пласт как низкопористый, предположительно порово-трещинный. Испытание пласта проводилось с депрессией 19,5 МПа при  $P_{пл} = 25,15$  МПа, расчетное значение тангенциального напряжения на стенке скважины 7,88 МПа. Следовательно, изначально  $P_{пл}$  значитель-

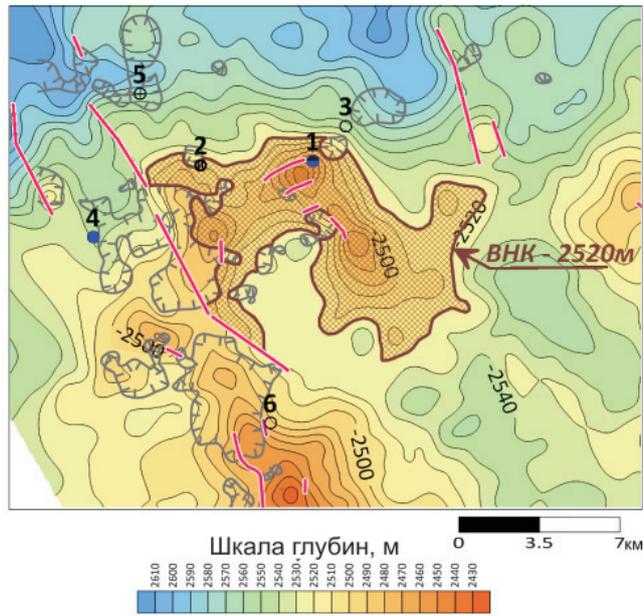


Рис. 3. Сергеевская структурно-литологическая ловушка. Пласт Ю<sub>1</sub>

но больше кольцевого сжатия – на 17,27 МПа. Но пластовое давление было снижено до 25,15–19,5 = -5,95 МПа и стало меньше кольцевого тангенциального напряжения в приствольной зоне. Таким образом, депрессия выбрана неудачно. По результатам испытаний площадь была выведена из бурения с отрицательным результатом и в подсчет потенциальных ресурсов УВ не вошла. При переоценке ресурсов нефти по категории Д<sub>0</sub> прирост геологических ресурсов составил 14,33 млн т, в том числе извлекаемых 5,73 млн т.

Структурно-стратиграфическая ловушка Парбигская 2 (рис. 4) приурочена к Парбигской группе локальных поднятий, расположенных на Чаговском куполовидном поднятии в пределах Казанского выступа, который, в свою очередь, осложняет северо-западный склон Чулымской моноклинали – крупной структуры первого порядка. Пласт Ю<sub>15</sub> (надояхский НГК) в 1976 г. был испытан в скв. 1 (Парбигское нефтяное месторождение), получен приток жидкости дебитом 0,8 м<sup>3</sup>/сут с нефтью (50 %). По лабораторным данным К<sub>п</sub> пород в интервале испытания в среднем 8 %, К<sub>пр</sub> = 0, К<sub>во</sub> = 42,4–55 %. Данные характеризуют пласт как низкоемкий порово-трещинный. Испытание пласта проводилось с депрессией 17,1 МПа при P<sub>пл</sub> = 26,06 МПа. Их разница составляет 8,96 МПа, а расчетное значение тангенциального напряжения на стенке скважины (8,32 МПа) несколько меньше, т. е. испытание проводилось на пределе технологически допустимого воздействия на прискважинную зону. В 2008 г. после ремонтно-восстановительных работ было проведено вторичное вскрытие пласта Ю<sub>15</sub> и освоение путем плавного запуска скважины. В результате испытания из инт. 2650–2668 м получен безводный промышленный приток нефти дебитом 12 м<sup>3</sup>/сут. Оценка ресурсов нефти по категории Д<sub>0</sub> на выявленной юго-западнее Парбигского месторожде-

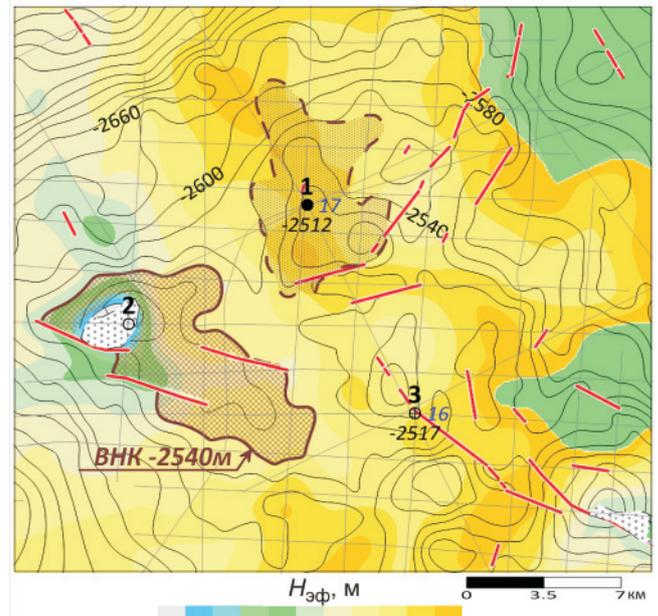


Рис. 4. Парбигская структурно-стратиграфическая ловушка. Пласт Ю<sub>15</sub>

ния ловушке в пласте Ю<sub>15</sub> показала геологические ресурсы в объеме 10,89 млн т, в том числе извлекаемые 2,72 млн т.

Рассмотренные материалы показали, что при испытании низкоемких порово-трещинных коллекторов не следует превышать критических значений депрессий на пласт. Необходимо также периодически восстанавливать структуру пласта, снимая депрессию.

Создание значительных депрессий исключает обменные процессы между поровыми блоками и трещинами. Это приводит к опережающей «выработке» трещинных коллекторов и формированию остаточных запасов, сосредоточенных в поровой матрице коллектора. При этом извлекаемые запасы из трещин вырабатываются в короткий срок и скважина обводняется.

Результаты ретроспективного анализа ГРП двух структур южных районов Западной Сибири, в том числе одной выведенной из бурения с отрицательным результатом, позволил обоснованно расширить перспективный фонд ресурсной базы углеводородов.

В заключение отметим, что существует две категории причин отрицательных результатов бурения на нефтегазоперспективных структурах или АТЗ:

- геолого-геофизические – уровень детальности и полноты геолого-геофизической изученности территории и достоверность геологической (тектонно-седиментационной) модели;
- горно-геологические условия и технико-технологическое обеспечение проводки, испытания и опробования скважин на нефть и газ.

#### СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Глухманчук Е. Д., Крупницкий, В. В., Лентьевский А. В. Трещинно-блоковая структура



месторождений как основная причина низкой эффективности геолого-динамических моделей // Пути реализации нефтегазового и рудного потенциала ХМАО-Югры. – Ханты-Мансийск, 2014. – С. 60–68.

2. **Дорогоницкая Л. М., Шиганова О. В., Стомпелев И. Е.** Выделение приточных пород-коллекторов в венд-кембрийских отложениях Сибирской платформы (на примере параметрической Чайкинской скв. 367) // Геология и минерально-сырьевые ресурсы Сибири. – 2016. – № 2(26). – С. 50–64.

3. **Ильинский В. М., Лимбергер Ю. А.** Геофизические исследования коллекторов сложного строения. – М.: Недра, 1981. – 207 с.

4. **Карев В. И.** Влияние напряженно-деформированного состояния горных пород на фильтрационный процесс и дебит скважин: автореф. дис. ... д. т. н. – СПб.: Институт проблем механики РАН, 2010. – 34 с.

5. **Лехницкий С. Г.** Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки круглого сечения // Изв. АН СССР. – 1938. – № 7. – С. 60–71.

6. **Лотарев В., Зорина М., Филатова З.** Дилатансия и аспекты преобразования пластовых систем // Технологии ТЭК. – 2007. – № 4. – С. 6–12. – Точка доступа: <https://oilcapital.ru/news/markets/11-10-2007/dilatansiya-i-aspekty-preobrazovaniy-plastovyh-sistem/print>.

7. **Сибiryakov Б. П.** Напряженное состояние горных пород в окрестности скважины (на примере пород Сибирской платформы) // Геология и геофизика. – 1993. – Т. 34, № 9. – С. 73–80.

8. **Эволюция** геомеханических и электромеханических полей в массиве горных пород при бурении глубоких скважин / Л. А. Назарова, Л. А. Назаров, М. И. Эпов, И. Н. Ельцов // Физико-технические проблемы разработки полезных ископаемых. – 2013. – № 5. – С. 37–49

## REFERENCES

1. Glukhmanchuk E.D., Krupnitskiy V.V., Leontyevskiy A.V. [Fractured-block structure of deposits as the

main reason for the low efficiency of geological and dynamic models]. *Puti realizatsii neftegazovogo i rudnogo potentsiala KHMAO-Yugry* [Ways of realization the oil and gas and ore potential of the Khanty-Mansi Autonomous Okrug-Yugra]. Khanty-Mansiysk, 2014, pp. 60–68. (In Russ.).

2. Doroginitskaya L.M., Shiganova O.V., Stompelev I.E. [Isolation of inflow reservoir rocks in the Vendian-Cambrian deposits of the Siberian platform (by the example of the parametric Tchaikinskaya well 367)]. *Geologiya i mineralno-syryevyye resursy Sibiri – Geology and Mineral Resources of Siberia*, 2016, no. 2 (26), pp. 50–64. (In Russ.).

3. Ilyinskiy V.M., Limberger Yu.A. *Geofizicheskiye issledovaniya kollektorov slozhnogo stroyeniya* [Geophysical studies of reservoirs of complex structure]. Moscow, Nedra Publ., 1981. 207 p. (In Russ.).

4. Karev V.I. *Vliyaniye napryazhenno-deformirovannogo sostoyaniya gornyx porod na filtratsionnyy protsess i debit skvazhin. Avtoref. dokt. dis.* [Effect of stress-strain state of rock in the filtration process and the production rate of wells. Author's abstract of DSC thesis]. Saint Petersburg, 2010. 34 p. (In Russ.).

5. Lekhnitskiy S.G. [Determination of stresses in an elastic isotropic massif near a vertical cylindrical working of circular cross section]. Moscow, *Izvestiya AN SSSR*, 1938, no. 7, pp. 60–71. (In Russ.).

6. Lotarev V., Zorina M., Filatova Z. [Dilatancy and aspects of the transformation of reservoir systems]. *Tekhnologii TEK*, 2007, no. 4, pp. 6–12. Available at: <https://oilcapital.ru/news/markets/11-10-2007/dilatansiya-i-aspekty-preobrazovaniy-plastovyh-sistem/print>. (In Russ.).

7. Sibiryakov B.P. [Stress of rocks in the vicinity of the well (for example, the rocks of the Siberian platform)]. *Geologiya i geofizika*, 1993, vol. 34, no. 9, pp. 73–80. (In Russ.).

8. Nazarova L.A., Nazarov L.A., Epov M.I., Eltsov I.N. [Evolution of geomechanical and electromechanical fields in a rock mass during drilling of deep wells]. *Fiziko-tekhnicheskiye problemy razrabotki poleznykh iskopayemykh*, 2013, no. 5. pp. 37–49. (In Russ.).

© О. В. Шиганова, Л. М. Дорогоницкая, В. В. Сапьяник, Е. Ю. Лаптева, 2020