SOCAR

SOCAR Proceedings

Reservoir and petroleum engineering

journal home page: http://proceedings.socar.az

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНЫ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ОСНОВЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГЕОМЕХАНИКИ ПОРОДЫ-КОЛЛЕКТОРА

Э. Р. Агишев[1], Г. С. Дубинский[2], В. В. Мухаметшин*[2], Р. Н. Бахтизин[2], В. Е. Андреев[2,3], Л. С. Кулешова[4], Т. Р. Вафин[4]

[1]*СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам*

[2]*Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия*

[3]*Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, Уфа, Россия*

[4]*Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия*

Prediction of hydraulic fracturing fracture parameters based on the study of reservoir rock geomechanics

E. R. Agishev[1], G. S. Dubinsky[2], V. V. Mukhametshin*[2], R. N. Bakhtizin[2], V. E. Andreev[2,3], L. S. Kuleshova[4], T. R. Vafin[4]

[1]*JV «Vietsovpetro», Vung Tau, Vietnam*

[2]*Ufa State Petroleum Technological University, Ufa, Russia*

[3]*Institute of strategic research of the Republic of Bashkortostan , Ufa, Russia*

[4]*Institute of Oil and Gas, Ufa State Petroleum Technological University, (branch in the city of Oktyabrsky), Oktyabrsky, Russia*

ABSTRACT

The article is devoted to the search for ways to reduce the risks of water inflow during hydraulic fracturing and its more reliable design in order to increase technological efficiency. The methodology and approach to forecasting the parameters of hydraulic fracturing fractures based on the study of geomechanics of reservoir rocks are presented. Analytical, laboratory and field studies were carried out. The design adjustment was tested when planning hydraulic fracturing, the possibility of using such an algorithm of actions and its success were shown. Recommendations are given on the correct design of hydraulic fracturing and improving the quality of work, which reduces the risk of flooding of the productive reservoir.

KEYWORDS

Hydraulic fracturing; Geomechanical properties of the formation; Increase in production; Reduction of waterflooding.

© 2022 «OilGasScientificResearchProject» Institute. All rights reserved.

Введение

Сегодня наблюдается ощутимый сдвиг в структуре запасов нефти нефтедобывающих регионов Российской Федерации в сторону резкого сокращения «легко» извлекаемой нефти [1-8]. Заманчиво развивать новые нефтедобывающие регионы, но это требует больших инвестиционных затрат для освоения новых месторождений и развития инфраструктуры. Таким образом, можно задаться вопросом: насколько необходимо в таких условиях тратить колоссальные ресурсы на добычу в сложных условиях и с очень большими издержками?

Суммарные геологические запасы нефти в РФ состоят из трудноизвлекаемых запасов (ТрИЗ) по категориям на 50% (ВС1) и 73% (С2). Доля ТрИЗ в извлекаемых запасах составляет 63%, добыча ТрИЗ в общем объеме достигает 37-50%. Тенденция, по прогнозам состояния балансов, указывает на стабильный рост доли ТрИЗ [9]. Разведанные запасы на месторождениях, пребывающих в разработке, обеспечивают добычу на 35-36 лет, а если исключить ТрИЗ, то обеспеченность добычи нефти сокращается до менее чем 20 лет [10]. Следовательно, при такой ситуации с минерально-сырьевой базой, поддержать уровень добычи нефти, достигнутый после 2020 г. без освоения ТрИЗ, невозможно практически.

На месторождениях нефти и газа Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, открытых во втором пятидесятилетии прошлого века и уже имеющих развитую инфраструктуру, возрастающую роль играют ТрИЗ, приуроченные к низкопроницаемым коллекторам ачимовской, баженовской, доманиковской, тюменской свит [11-20]. Стимулируется освоение таких ТрИЗ предоставлением льгот при определении величины налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) [21-23]. Технико-экономическое обоснование (ТЭО) льгот на добычу ТрИЗ и предоставление налогового вычета значительно повышает экономическую привлекательность разработки отдельных объектов, залежей и месторождений, находя-

**E-mail:* vsh@of.ugntu.ru

http://dx.doi.org/10.5510/OGP20220400789

щихся в зоне нерентабельности при обычных технико-экономических условиях. Малорентабельные и нерентабельные нефтяные залежи и месторождения, находящиеся в поздних стадиях разработки, которые осваиваются и разрабатываются с использованием новых методов, реагентов и техники, показывают направления по ускорению развития методов увеличения нефтеотдачи (МУН) [24-30]. Можно назвать ряд причин этого:

– строительство инфраструктуры требует минимальных капитальных вложений;

– система поддержания пластового давления (ППД) организовывается с использованием существующих инфраструктуры и фонда скважин;

– для разработки новых эксплуатационных объектов и выработки остаточных запасов используются существующие скважины с помощью технологии по зарезке бокового ствола (ЗБС);

– объекты разработки могут исследоваться в транзитных скважинах;

– наличие значительной информации о неразрабатывавшихся объектах в результате хорошей изученности объектов на площади залежей и месторождений.

Для большого количества выработанных месторождений в ряду первоочередных специалисты называют работы по выявлению запасов, которые становятся рентабельно извлекаемыми при льготном налогообложении и применении новых технологий, оценке таких запасов и вовлечения таких ТрИЗ в разработку. ТЭО для освоения ТрИЗ дает возможность получить льготное налогообложение. Внедрение новых методов увеличения эффективности добычи нефти и их модификация в течение последних десятилетий позволяет начинать освоение ТрИЗ. К новым технологиям можно причислить бурение горизонтальных стволов/скважин (ГС), многозабойных скважин (МЗС), гидравлический разрыв пласта (ГРП), технологии нестационарного и волнового воздействия (ВВ) на пласт [31-35]. Эти технологии позволяют обратить внимание на запасы углеводородов, не разрабатывавшихся ранее по причине экономической нецелесообразности при отсутствии эффективных и рентабельных способов их освоения.

Разработана методика планирования ГРП [36-40] и ряд других, что позволяет осуществлять корректный дизайн. Появление и распространение методов геолого-гидродинамического и геомеханического моделирования дает возможность еще на стадии проектирования предварительно оценивать возникновение различных осложнений и рисков, предлагать решения по сведению к минимуму отрицательных результатов.

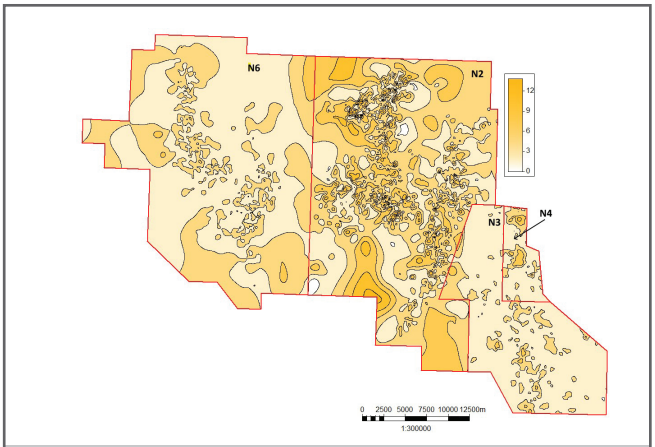


Рис. 1. Карта толщин перемычки между объектами АВ1(1-2) и АВ1(3) площадей N

Применение ГРП зачастую имеет ограничения из-за риска проникновения трещины в нижележащий высокопродуктивный обводненный пласт. Таким образом, актуальной задачей при дизайне ГРП является учет геомеханики породы-коллектора с целью более качественного планирования интенсификации добычи и освоения ТрИЗ.

Цель работы

Рассмотреть возможность прогнозирования параметров трещины гидроразрыва пласта на основе исследования геомеханики породы-коллектора. Представить рекомендации для корректного дизайна ГРП и качественного выполнения работ без риска обводнения продуктивного пласта, что позволит рентабельно осваивать ТрИЗ.

Методы и материалы

С целью определения направления исследования проведен анализ успешности проведения ГРП по объекту АВ1(1-2) в четырех скважинах. Рассматриваемый объект разработки отделен невыдержанными по латерали глинистыми отложениями, с толщиной 1-16 метров от залегающего глубже водонасыщенного коллектора, обладающего высокими фильтрационно-емкостными свойствами (рис. 1).

При проведении ГРП в таких условиях высота трещины должна жестко контролироваться. Неоправданное увеличение количества расклинивающего материала (проппанта) приводит не только к увеличению площади дренирования, но и к росту длины и высоты трещины с прорывом ее в нижележащий водонасыщенный пласт. При приобщении пласта АВ1(3) основной приток будет получен из него из-за значительной разности в проницаемостях. Наличие коэффициента дисконтирования делает наиболее экономически перспективным разработку пласта АВ1(1-2) на площади N2. Эта площадь характеризуется мощной глинистой перемычкой между пластами, что снижает риск прорыва трещины в АВ1(3) и повышает привлекательность добычи нефти из АВ1(1-2).

Упомянутые выше ГРП признаны неуспешными из-за высокой обводненности продукции и очень малого дебита нефти (табл. 1). Анализ работ в скважинах №3 и №4 показал, что уменьшение дебита жидкости при сохранении обводненности продукции связано, вероятнее всего, с технико-технолгическими проблемами во время проведения ГРП. Высокий дебит жидкости и высокая обводненность продукции характерны для нижнего горизонта, что говорит о приобщении его в скважинах №1 и №2. ГРП были выполнены без дополнительных исследований, дизайн геометрии трещин подтвердил такую возможность (рис. 2).

Для обоснования дизайна ГРП и исключения при этом прорыва трещины в нижележащие горизонты, насыщенные водой, выполнен сбор образцов горных пород (кернов) с целью определения их деформационных характеристик. Результаты исследований кернов, плотностного каротажа и широкополосного волнового акустического каротажа на компьютерном симуляторе

Таблица 1

Результаты проведения ГРП в скважинах

Номер скважины	Масса проппанта, т	Остановочные параметры АВ1(3)			Запускные параметры АВ1(1-2)		
		$Q_ж$, м³/сут	$Q_н$, т/сут	*В*, %	$Q_ж$, м³/сут	$Q_н$, т/сут	*В*, %
1	15	4.4	2.9	33	24.2	5.1	76
2	8	4.0	0.6	85	14.0	2.0	87
3	8	21.8	3.4	90	2.8	0.4	85
4	10	21.1	0.4	98	1.0	0.2	80

создана геомеханическая модель, на которой выполнено вариативное моделирование геометрии трещины ГРП в зависимости от удельной массы проппанта, приходящегося на одну стадию, объема буферной закачки, расхода жидкости разрыва.

Для описания упругих свойств материалов используют коэффициент Пуассона и модуль Юнга [41]. Коэффициент Пуассона – это отношение поперечного сжатия к продольному растяжению:

$$\nu = \left|\frac{\varepsilon'}{\varepsilon}\right| \quad (1)$$

где ε' и ε – поперечная и продольная деформация тела соответственно.

Коэффициент Пуассона возможно определять и с использованием результатов метода кросс-дипольного широкополосного акустического каротажа (АКШ) с помощью выражений:

$$\nu = 0.5 \cdot \frac{\left(\frac{t_s}{t_p}\right)^2 - 1}{\left(\frac{t_s}{t_p}\right) - 1} \quad (2)$$

$$\nu = \frac{2u_s^2 - u_p^2}{2\left(u_s^2 - u_p^2\right)} \quad (3)$$

где t_s и t_p – время пробега поперечной и продольной волны, u_s и u_p – скорости продольной и поперечной волны.

Коэффициент Пуассона для различных горных пород, как правило, изменяется в интервале от 0.1 (в кварцевых песчаниках) до 0.4 (в глинах и неметаморфизованных известняках) [41].

Способность к сопротивлению сжатию (растяжению) при упругой деформации характеризует Модуль Юнга:

$$E = \frac{F/S}{\Delta l / l} = \frac{F \cdot l}{S \cdot \Delta l} \quad (4)$$

где F – нормальная составляющая приложенной силы, S – площадь поверхности, на которую распределяется действие силы, l – длина деформируемого стержня, Δl – модуль изменения длины стержня при упругой деформации.

Модуль Юнга зависит от плотности породы и скорости распространения продольной волны, что описывается формулой:

$$U_p = \sqrt{\frac{E}{\delta}} \quad (5)$$

где U_p – скорость распространения упругой волны, δ – плотность образца.

Величины, определенные при разрушении образца, принято обозначать статическими, а при акустических

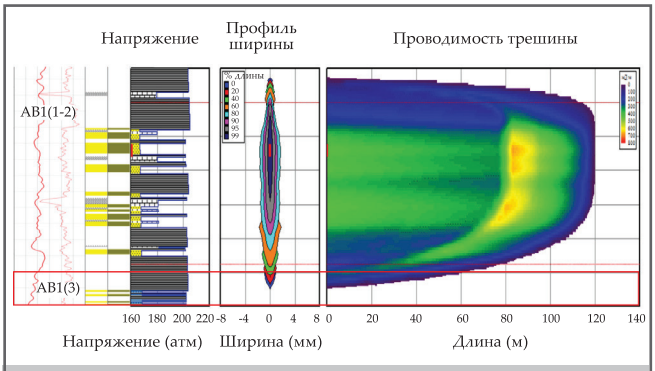


Рис. 2. Прогнозная геометрия трещины в скважине № 2

исследованиях – динамическими.

Сведения для определения механических свойств горных пород получены при исследованиях кернов, акустическом каротаже и сейсмических исследованиях. Для разработки рекомендаций и решений для минимизации рисков прорывов трещин ГРП в водонасыщенные интервалы во время ввода пласта в эксплуатацию в отдельных скважинах была создана программа отбора кернов и изучения их механических свойств. При выполнении этой программы на площади N2 в двух скважинах отобран керн в интервале пласта АВ1(1-2), а также в непроницаемом разделе АВ1(1-2)-АВ1(3). Были исследованы керны, в том числе методами одноосного и одностадийного трехосного сжатия, согласно стандартной методики [42].

Во время исследований постоянно регистрировались величины осевого давления, деформации, и осевой и радиальной скорости и давления разрушения. Существует различие в приложении давления на образец при методах исследования:

– одноосное сжатие – действующее осевое давление увеличивается с заданной скоростью до разрушения образца, без приложения обжимного и порового давления;

– одностадийное трехосное сжатие – образец помещают в обжимной флюид, в случае задачи тестирования с созданием порового давления, обжимное и поровое давления одновременно увеличивают до достижения требуемой величины порового давления. Затем давление обжима поднимают до наступления разрушения образца/керна, при этом величина порового давления остается постоянной.

Для определения трещиностойкости на образцах проведен бразильский тест, позволяющий проводить исследования анизотропных пород и имеющий меньшие ограничения на аппаратуру и ошибки выпиливания образца, а также меньший разброс получаемых результатов [42].

Исследование и анализ моделей на основе исследования геомеханики породы-коллектора

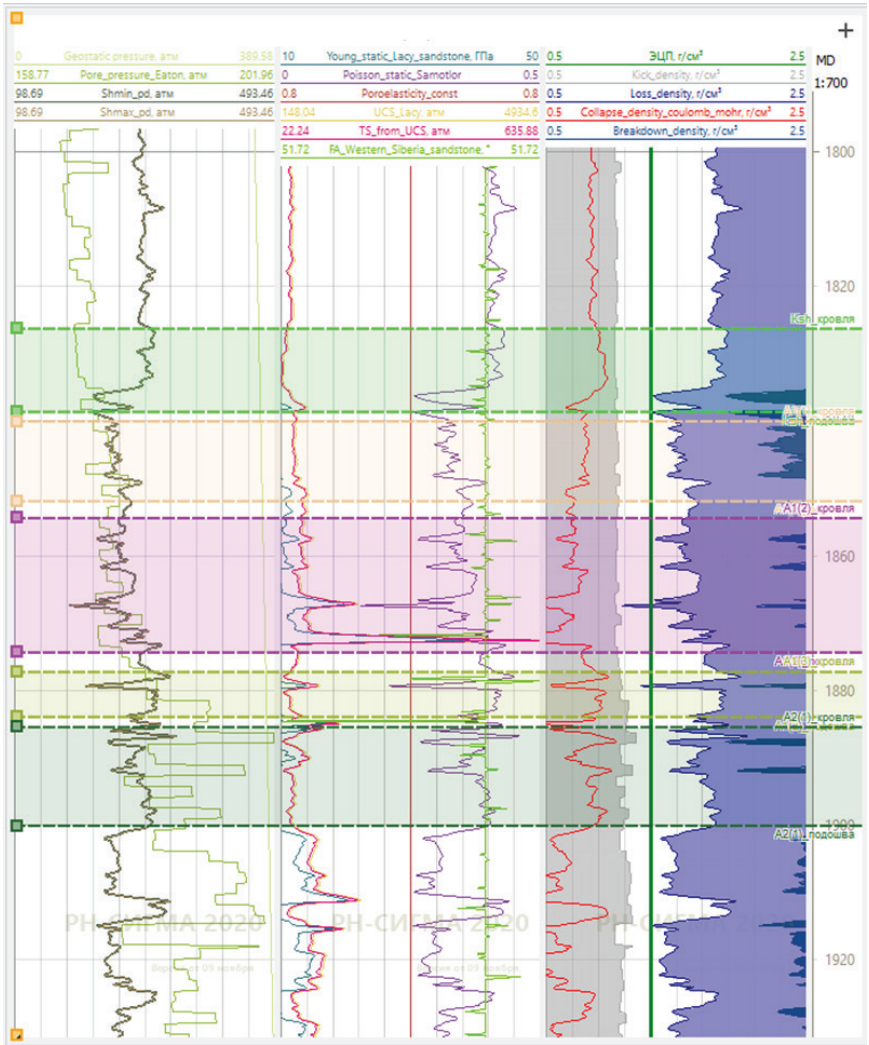
Динамическим методом были определены деформационные характеристики в условиях, имитирующих пластовые, по 83 образцам горной породы. Исследованы образцы горных пород методами: одноосного сжатия – 13, всестороннего сжатия – 63, бразильским тестом – 18, всего статическим исследованиям подвержено 94 образца.

С использованием полученных в результате исследований данных в программном пакете «РН-ГРИД» [43] была построена геомеханическая модель на опорных скважинах месторождения. Модель была уточнена данными геофизических исследований (ГИС). По имеющимся данным проведения ГРП оценена сходимость прогнозных и фактических параметров трещины. Построена геомеханическая модель для объекта АВ1(1-2) (рис. 3).

Для калибровки модели использованы методы ГИС в скважинах площади N2: АКШ записан в 5 скважинах, плотностной каротаж проведен в 85 скважинах.

Было сделано многовариантное моделирование дизайнов ГРП с использованием рассчитанных моделей (рис. 4) для синтетических скважин, описывающее средние параметры целевой зоны пласта. Выполнен анализ чувствительности геометрии трещины ГРП к изменению технологических параметров: массы проппанта, объема буферной закачки, расхода жидкости разрыва.

С целью оптимизации процесса ГРП и ограничения вертикального роста трещины на основе существующего опыта [44] оценена геометрия трещины при замене типа жидкости. При изменении типа жидкости на буферной стадии получено уменьшение высоты трещины (рис. 5), что позволяет достигать снижения риска чрезмерного развития трещины по вертикали при сохранении ее полудлины.



Geostatic pressure	Геостатическое давление
Pore_ pressure_Eaton	Поровое давление
Shmin_pd	Минимальное горизонтальное напряжение
Shmin_pd	Максимальное горизонтальное напряжение
Younng_static_Lacy_sandstone	Статический модуль Юнга
Poisson_ static_Samotlor	Статический коэффициент Пуассона
Poroelasticity_const	Пороупругость
UCS_Lacy	Предел прочности на сжатие
TS_from_UCS	Предел прочности на растяжение
FA_Westem_Siberia_sandstone	Угол внутреннего трения

Рис. 3. Пример построения геомеханической модели для объекта АВ1(1-2)

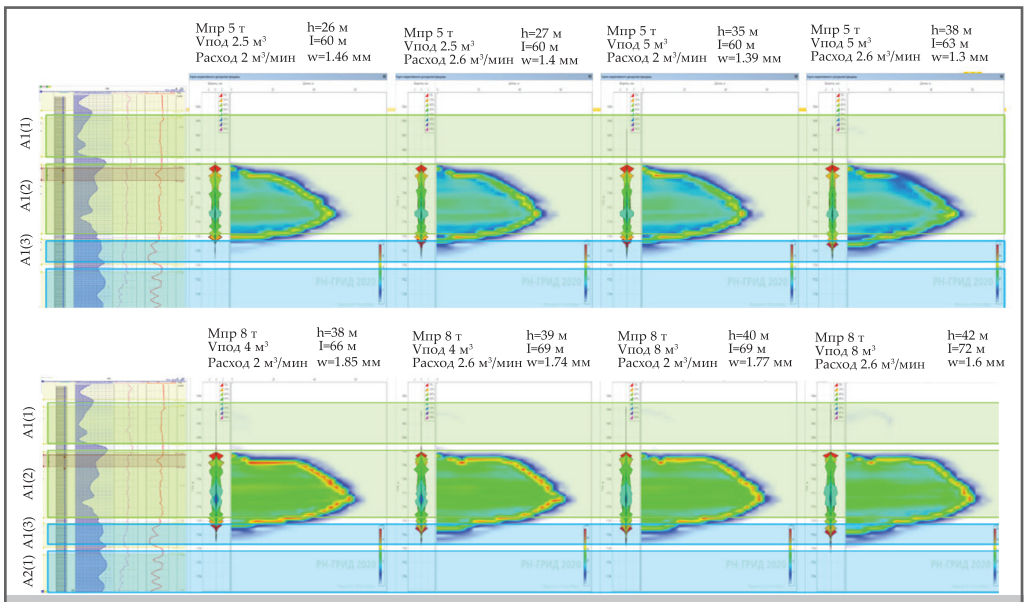


Рис. 4. Результаты моделирования

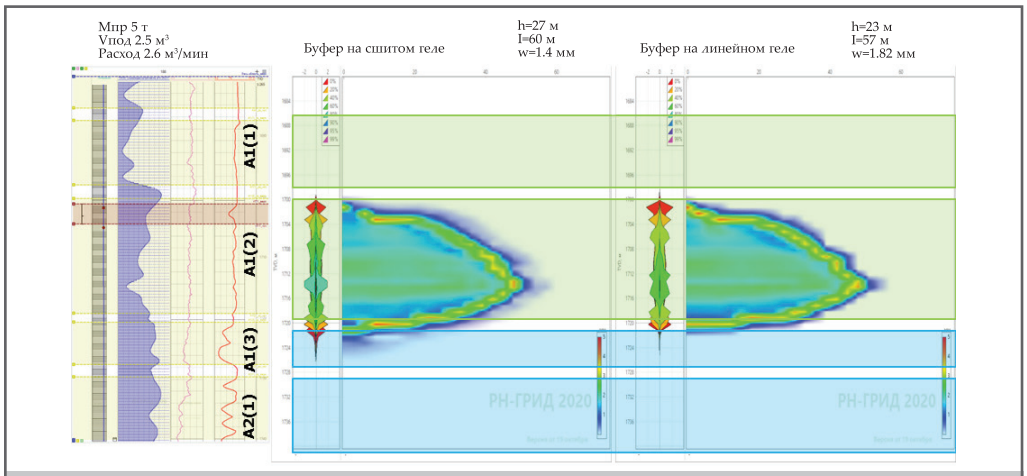


Рис. 5. Сравнение геометрии трещины при ГРП со сшитым и линейным гелями

Результаты

С учетом полученных результатов моделирования были внесены поправки в дизайн и технологию выполнения ГРП, что позволило снизить среднюю обводненность продукции скважин с 77% после ГРП, проведенных ранее (табл. 1), до 59 % после «корректированных» ГРП (табл. 2), также достигнуто увеличение среднего дебита жидкости с 10.5 до 12.5 м³/сут. Увеличение дебита жидкости при одновременном снижении обводненности указывает на приобщение только пропластков пласта АВ1(1-2) без прорыва трещины в нижележащий водоносыщенный пласт АВ1(3).

Чтобы определить возможное приобщения нижележащего пласта АВ1(3) в скважине №8 проведено исследование методом импульсного нейтрон-нейтронного каротажа (ИННК) с закачкой контрастных пачек. Низкая минерализация пластовых вод позволяет использовать метод ИННК для выявления сообщения по трещине ГРП перфорированного пласта АВ1(1-2) с нижележащим неперфорированными АВ1(3). Метод заключается в записи ИННК до и после закачки в пласт минерализованной воды плотностью 1.16-1.18 г/см³. По данным ИННК коллекторы характеризуются высокими значениями времени жизни тепловых нейтронов (230-245 мкс). Атомы

Таблица 2

Параметры работы скважин в результате ГРП за 2018 г.

Номер скважины	Масса проппанта, т	Остановочные параметры АВ1(3)			Запускные параметры АВ1(1-2)		
		$Q_ж$, м³/сут	$Q_н$, т/сут	*В*, %	$Q_ж$, м³сут	$Q_н$, т/сут	*В*, %
5	7	219.1	1.6	99	3.1	1.9	25
6	8	25.0	10.9	57	27.2	5.6	76
7	8	15.1	0.4	97	9.8	3.0	65
8	7	47.3	0.9	98	9.7	5.7	34

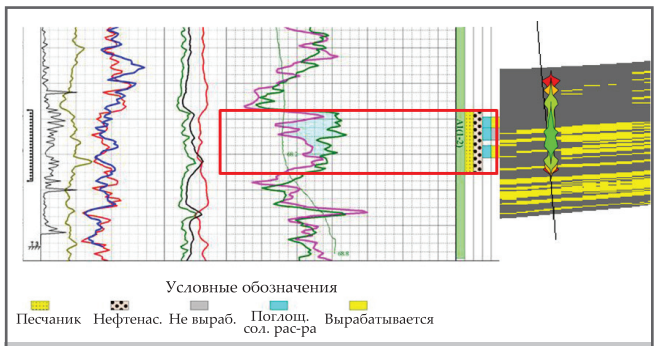


Рис. 6. Результаты повторного ИННК в скважине № 8 и расчета трещины ГРП

хлора обладают повышенным сечением захвата тепловых нейтронов, поэтому после насыщения минерализованной водой коллекторы характеризуются низкими показания ИННК (120-140 мкс) [45]. После проведения фонового замера и операции ГРП в пласт закачали солевой раствор (плотность 1.18 г/см^3) и была проведена повторная запись ИННК (рис. 6). Результаты исследования показывают, что объект АВ1(1-2) работает без сообщения с водоносным объектом АВ1(3), т.е. без прорыва трещины ГРП в нижний объект, также нет заколонных перетоков между пластами. На работу только целевого пласта АВ1(1-2) также указывает снижение дебита жидкости и обводнения после проведенной операции ГРП.

Вышеописанные исследования позволили определить оптимальный дизайн ГРП для недопущения нежелательного приобщения водоносного пласта, залегающего под продуктивным. Таким образом, при выполнении ГРП с учетом разработанных нами рекомендаций были получены притоки жидкости с пониженной обводненностью и увеличенным дебитом нефти из целевого пласта, что подтверждено запускными параметрами (табл. 2) и ГИС методом повторного ИННК.

Выводы

Проведенные исследования и реализация при выполнении ГРП рекомендаций, разработанных на основе прогнозирования параметров трещины гидроразрыва пласта, учитывающего геомеханику породы-коллектора, показали положительные результаты. В отличие от предыдущих результатов ГРП, после проведения оптимизированных ГРП получены притоки жидкости с пониженной обводненностью и увеличенным дебитом нефти из целевого пласта, т.е. не допущено проникновение трещины в водоносный пласт.

Предлагается распространить опыт учета геомеханики породы-коллектора при дизайне ГРП. При дальнейшем масштабировании работ необходимо придерживаться ряда рекомендаций:

– при проведении ГРП закрепление трещины проводить не более чем 5 тоннами проппанта;
– объем подушки сократить до 50% от массы закачиваемого проппанта;
– предпочтительнее применять линейный гель для снижения высоты трещины ГРП;
– проводить оценку необходимости корректировки модели по результатам тестовых операций.

Литература

1. Дмитриевский, А. Н. (2017). Ресурсно-инновационная стратегия развития экономики России. *Нефтяное хозяйство*, 5, 6-7.

2. Муслимов, Р. Х. (2014). Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН). *Казань: ФЭН*.

3. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р. (2017). Новые методы оценки, особенности структуры и пути освоения прогнозных ресурсов нефти зрелых нефтегазоносных провинций (на примере Волго–Уральской провинции). *Геология и геофизика*, 58(12), 1835-1852.

4. Мухаметшин, В. Ш., Хакимзянов, И. Н., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. (2021). Дифференциация и группирование сложнопостроенных залежей нефти в карбонатных коллекторах в решении задач управления разработкой. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

5. Конторович, А. Э., Лившиц, В. Р. (2017). Ресурсы нефти мелких и мельчайших месторождений Волго-Уральской НГП, как база развития малого и среднего нефтедобывающего бизнеса. Материалы Всероссийской научной конференции, посвящённой 30-летию ИПНГ РАН «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности». *Москва: ООО «Аналитик»*.

6. Хузин, Р. Р., Бахтизин, Р. Н., Андреев, В. Е. и др. (2021). Интенсификация добычи нефти методом гидравлического сжатия пласта. *SOCAR Proceedings*, SI1, 98-108.

7. Гасумов, Э. Р., Гасумов, Р. А. (2020). Управление инновационными рисками при выполнении геолого-технических (технологических) мероприятий на нефтегазовых месторождениях. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

8. Велиев, Э. Ф. (2021). Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте. *Prospecting and Development of Oil and Gas Fields*, 1(78), 61-72.

9. Розман, М. С., Смоляк, С. А., Закиров, Э. С. и др. (2020). О технико-экономическом обосновании добычи ТрИЗ: как не наступить на старые грабли. *Neftegaz.RU*, 2(98), 62-70.

10. Выгон, Г. В. (2019). Инвентаризация запасов: от государственной экспертизы к национальному аудиту. *Нефтегазовая вертикаль*, 18(462), 19-24.

11. Мухаметшин, В. В., Бахтизин, Р. Н., Кулешова, Л. С. и др. (2021). Скрининг и оценка условий эффективного применения методов увеличения нефтеотдачи высокообводненных залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *SOCAR Proceedings*, SI2, 48-56. DOI: 10.5510/OGP2021SI200588.

12. Закиров, С. Н., Индрупский, И. М., Смоляк, С. А. и др. (2015). К проблеме экономической оценки извлекаемых запасов углеводородного сырья. *Недропользование XXI век*, 4(54), 112-121.

13. Мухаметшин, В. В. (2020). Повышение эффективности управления объектами добычи нефти с использованием метода аналогий. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

14. Орлов, С. (2020). Новая нефть. *Сибирская нефть*, 175, 8-13.

15. Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2020). О снижении уровня неопределенности при управлении заводнением залежей с трудноизвлекаемыми запасами. *Известия ТПУ. Инжиниринг георесурсов*, 331(5), 140-146.

16. Алексеев, А. (2020). Новая нефть. *Сибирская нефть*, 75, 20-27.

17. Рогачев, М. К., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2019). Повышение эффективности использования ресурсной базы жидких углеводородов в юрских отложениях Западной Сибири. *Записки Горного института*, 240, 711-715.

18. Мухаметшин, В. В. (2021). Повышение эффективности управления разработкой залежей Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции на основе дифференциации и группирования. *Геология и геофизика*, 62(12), 1672-1685.

19. Велиев, Э. Ф. (2020). Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

20. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well killing technology before workover operation in complicated conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.

21. Тихонов, С. (2019). ТРиЗ и налоги. Стимулы и препятствия для разработки трудноизвлекаемых запасов. *Нефтегазовая вертикаль*, 6, 10-17.

22. Грищенко, В. А., Гареев, Р. Р., Циклис, И. М. и др. (2021). Расширение круга льготируемых объектов, содержащих трудноизвлекаемые запасы нефти. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

23. Грищенко, В. А., Асылгареев, И. Н., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Методический подход к мониторингу эффективности использования ресурсной базы при разработке нефтяных месторождений. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

24. Исмайлов, Ф. С., Ибрагимов, Х. М., Абдуллаева, Ф. Я. (2015). Оценка результатов использования биотехнологий на основе опыта воздействия на пласты месторождения «Бибиэйбат». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.

25. Велиев, Н. А., Джамалбеков, М. А., Ибрагимов, Х. М., Гасанов, И. Р. (2021). О перспективах применения СО2 для повышения нефтеотдачи на месторождениях Азербайджана. *SOCAR Proceedings*, 1, 83-89.

26. Хисамиев, Т. Р., Баширов, И. Р., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Результаты оптимизации системы разработки и повышения эффективности выработки запасов карбонатных отложений турнейского яруса Четырманского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

27. Грищенко, В. А., Циклис, И. М., Мухаметшин, В. Ш., Якупов, Р. Ф. (2021). Методические подходы к повышению эффективности системы заводнения на поздней стадии разработки. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

28. Велиев, Э. Ф. (2020). О механизмах удерживания полимера пористой средой. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

29. Грищенко, В. А., Позднякова, Т. В., Мухамадиев, Б. М. и др. (2021). Повышение эффективности разработки залежей нефти в карбонатных коллекторах на примере турнейского яруса. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

30. Рабаев, Р. У., Чибисов, А. В., Котенев, А. Ю. и др. (2021). Математическое моделирование растворения карбонатных

коллекторов и прогнозирование эффективности регулируемой солянокислотного воздействия. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

31. Якупов, Р. Ф., Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. В., Кулешова, Л. С. (2021). Использование гидродинамической модели при создании обратного конуса нефти в условиях водонефтяных зон. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

32. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н., Шещдиров, Р. И. (2021). Определение объемного коэффициента сетки скважин для оценки конечного коэффициента нефтеизвлечения при разработке залежей нефти горизонтальными скважинами. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

33. Rzayeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.

34. Стабинскас, А. П., Султанов, Ш. Х., Мухаметшин, В. Ш. и др. (2021). Эволюция жидкости гидроразрыва пласта: от гуаровых систем к синтетическим геллирующим полимерам. *SOCAR Proceedings*, SI2, 172-181.

35. Хакимзянов, И. Н., Мухаметшин, В. Ш., Бахтизин, Р. Н. и др. (2021). Обоснование необходимости учета интерференции между скважинами при разряжении сетки скважин на пашийском горизонте Бавлинского месторождения. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

36. Кулешова, Л. С., Фаттахов, И. Г., Султанов, Ш. Х. и др. (2021). Опыт проведения многозонного кислотного ГРП на месторождении ПАО «Татнефть». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76. DOI: 10.5510/OGP2021SI100511.

37. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

38. Фаттахов, И. Г., Кулешова, Л.С., Бахтизин, Р.Н. и др. (2021). Комплексирование результатов моделирования ГРП при проведении гибридных кислотно-пропантных обработок и при одновременной инициации трещины ГРП в разделенных интервалах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

39. Грищенко, В. А., Рабаев, Р. У., Асылгареев, И. Н. и др. (2021). Методический подход к определению оптимальных геолого-технологических характеристик при планировании ГРП на многопластовых объектах. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

40. Сергеев, В. В., Шарапов, Р. Р., Кудымов, А. Ю. и др. (2020). Экспериментальное исследование влияния коллоидных систем с наночастицами на фильтрационные характеристики трещин гидравлического разрыва пласта. *Нанотехнологии в строительстве*, 12(2), 100-107.

41. Фадеев, А. Б. (1982). Прочность и деформируемость горных пород. *Москва: Недра*.

42. ГОСТ 12248–2010. (2011). Грунты. Методы лабораторного определения характеристик прочности и деформируемости. *Москва: Стандартинформ*.

43. Егоров, А. А. (2021). Отечественный флагманский продукт «Роснефть» – «РН–ГРИД» симулятор моделирования гидроразрыва пласта (ГРП). *Автоматизация и IT в нефтегазовой области*, 2(44), 12-27.

44. Магадова, Л. А., Силин, М. А., Малкин, Д. Н. и др. (2014). Технологии гидравлического разрыва пласта, снижающие риски увеличения обводненности скважины. *Время колтюбинга. Время ГРП*, 3(049), 38-46.

45. Коноплев, Ю. В. (2006). Геофизические методы контроля за разработкой нефтяных и газовых месторождений. *Краснодар: Кубанский государственный университет*.

References

1. Dmitrievsky, A. N. (2017). Resource-innovative strategy for the development of the Russian economy. *Oil Industry*, 5, 6-7.

2. Muslimov, R. Kh. (2014). Oil recovery: past, present, future (production optimization, maximization of oil recovery). *Kazan: FEN*.

3. Kontorovich, A. E., Livshits, V.R. (2017). New methods of assessment, structure, and development of oil and gas resources of mature petroleum provinces (Volga-Ural province). *Russian Geology and Geophysics*, 58(12), 1453-1467.

4. Mukhametshin, V. Sh., Khakimzyanov, I. N., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S. (2021). Differentiation and grouping of complex-structured oil reservoirs in carbonate reservoirs in development management problems solving. *SOCAR Proceedings*, SI1, 88-97.

5. Kontorovich, A. E., Livshits, V.R. (2017). Oil resources of small and minute deposits of the Volga-Ural NGP, as a basis for the development of small and medium-sized oil production business. Materials of the All-Russian Scientific Conference dedicated to the 30th anniversary of the IPNG RAS «The fundamental basis of innovative technologies of the oil and gas industry». *Moscow: LLC «Analyst»*.

6. Khuzin, R. R., Bakhtizin, R. N., Andreev, V. E., et al. (2021). Oil Recovery Enhancement by Reservoir Hydraulic Compression Technique Employment. *SOCAR Proceedings,* SI1, 98-108..

7. Gasumov, E. R., Gasumov, R. A. (2020). Innovative risk management for geological and technical (technological) measures at oil and gas fields. *SOCAR Proceedings*, 2, 8-16.

8. Veliyev, E. F. (2021). Polymer dispersed system for in-situ fluid diversion. Prospecting and Development of Oil and *Gas Fields*, 1(78), 61-72.

9. Rozman, M. S., Smolyak, S. A., Zakirov, E. S., et al. (2020). About the feasibility study of TrIZ mining: how not to step on the old rake. *Neftegaz.RU*, 2(98), 62-70.

10. Vygon, G. V. (2019). Inventory of stocks: from state expertise to national audit. *Oil and Gas Vertical*, 18(462), 19-24.

11. Mukhametshin, V. V., Bakhtizin, R. N., Kuleshova, L. S., et al. (2021). Screening and assessing the conditions for effective oil recovery enhancing techniques application for hard to recover high-water cut reserves. *SOCAR Proceedings,* SI2, 48-56.

12. Zakirov, S. N., Indrupskii, I. M., Smoliak, S. A., et al. (2015). To the problem of economic assessment of recoverable hydrocarbon volumes. *Subsoil Using - XXI century*, 4(54), 112-121.

13. Mukhametshin, V. V. (2020). Oil production facilities management improving using the analogy method. *SOCAR Proceedings*, 4, 42-50.

14. Orlov, S. (2020). New oil. *Siberian Oil*, 175, 8-13.

15. Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2020). On uncertainty level reduction in managing waterflooding of the deposits with hard to extract reserves. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University*. *Geo Assets Engineering*, 331(5), 140-146.

16. Alekseev, A. (2020). New oil. *Siberian Oil,* 175, 20-27.

17. Rogachev, M. K., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2019). Improving the efficiency of using resource base of liquid hydrocarbons in Jurassic deposits of Western Siberia. *Journal of Mining Institute*, 240, 711-715.

18. Mukhametshin, V. V. (2021). Improving the efficiency of managing the development of the West Siberian oil and gas province fields on the basis of differentiation and grouping. *Russian Geology and Geophysics*, 62(12), 1373-1384.

19. Veliyev, E. F. (2020). Review of modern in-situ fluid diversion technologies. *SOCAR Proceedings*, 2, 50-66.

20. Mardashov, D. V., Rogachev, M. K., Zeigman, Yu. V., Mukhametshin, V. V. (2021). Well Killing Technology before Workover Operation in Complicated Conditions. *Energies*, 14(3), 654, 1-15.

21. Tikhonov, S. (2019).TRiZ and taxes. Incentives and obstacles to the development of hard-to-recover reserves. *Oil and Gas Vertical*, 6, 10-17.

22. Grishchenko, V. A., Gareev, R. R., Tsiklis, I. M., et al. (2021). Expanding the amount of preferential royalty facilities with hard-to-recover oil reserves. *SOCAR Proceedings*, SI2, 8-18.

23. Grishchenko, V. A., Asylgareev, I. N., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Methodological approach to the resource base efficiency monitoring in oil fields development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 229-237.

24. Ismayilov, F. S., Ibrahimov, H. M., Abdullayeva, F. Y. (2015). Estimated results of biotechnology application based on formation stimulation at field «Bibiheybat». *SOCAR Proceedings*, 2, 43-46.

25. Valiyev, N. A., Jamalbayov, M. A., Ibrahimov, Kh. M., Hasanov, I. R. (2021). On the prospects for the use of CO2 to enhance oil recovery in the fields of Azerbaijan. *SOCAR Proceedings*, 1, 83-89.

26. Khisamiev, T. R., Bashirov, I. R., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Results of the development system optimization and increasing the efficiency of carbonate reserves extraction of the Turney stage of the Chetyrmansky deposit. *SOCAR Proceedings*, SI2, 131-142.

27. Grishchenko, V. A., Tsiklis, I. M., Mukhametshin, V. Sh., Yakupov, R. F. (2021). Methodological approaches to increasing the flooding system efficiency at the later stage of reservoir development. *SOCAR Proceedings*, SI2, 161-171.

28. Veliyev, E. F. (2020). Mechanisms of polymer retention in porous media. *SOCAR Proceedings*, 3, 126-134.

29. Grishchenko, V. A., Pozdnyakova, T. V., Mukhamadiyev, B. M., et al. (2021). Improving the carbonate reservoirs development efficiency on the example of the Tournaisian stage deposits. *SOCAR Proceedings*, SI2, 238-247.

30. Rabaev, R. U., Chibisov, A. V., Kotenev, A. Yu., et al. (2021). Mathematical modelling of carbonate reservoir dissolution and prediction of the controlled hydrochloric acid treatment efficiency. *SOCAR Proceedings*, 2, 40-46.

31. Yakupov, R. F., Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. V., Kuleshova, L. S. (2021). Hydrodynamic model application to create a reverse oil cone in water-oil zones. *SOCAR Proceedings*, 2, 54-61.

32. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., Sheshdirov, R. I. (2021). Determination of well spacing volumetric factor for assessment of final oil recovery in reservoirs developed by horizontal wells. *SOCAR Proceedings*, 2, 47-53.

33. Rzayeva, S. J. (2019). New microbiological method of oil recovery increase containing highly mineralized water. *SOCAR Proceedings*, 2, 38-44.

34. Stabinskas, A. P., Sultanov, Sh. Kh., Mukhametshin, V. Sh., et al. (2021). Evolution of hydraulic fracturing fluid: from guar systems to synthetic gelling polymers. *SOCAR Proceedings*, SI2, 172-181.

35. Khakimzyanov, I. N., Mukhametshin, V. Sh., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Justification of necessity to consider well interference in the process of well pattern widening in the Bavlinskoye oil field pashiyan formation. *SOCAR Proceedings*, SI1, 77-87.

36. Kuleshova, L. S., Fattakhov, I. G., Sultanov, Sh. Kh., et al. (2021). Experience in conducting multi-zone hydraulic fracturing on the oilfield of PJSC «Tatneft». *SOCAR Proceedings*, SI1, 68-76.

37. Yakupov, R. F., Mukhametshin, V. Sh., Tyncherov, K. T. (2018). Filtration model of oil coning in a bottom water-drive reservoir. *Periodico Tche Quimica*, 15(30), 725-733.

38. Fattakhov, I. G., Kuleshova, L. S., Bakhtizin, R. N., et al. (2021). Complexing the hydraulic fracturing simulation results when hybrid acid-propant treatment performing and with the simultaneous hydraulic fracture initiation in separated intervals. *SOCAR Proceedings*, SI2, 103-111.

39. Grishchenko, V. A., Rabaev, R. U., Asylgareev, I. N., et al. (2021). Methodological approach to optimal geological and technological characteristics determining when planning hydraulic fracturing at multilayer facilities. *SOCAR Proceedings*, SI2, 182-191.

40. Sergeev, V. V., Sharapov, R. R., Kudymov, A. Yu., et al. (2020). Experimental research of the colloidal systems with nanoparticles influence on filtration characteristics of hydraulic fractures. *Nanotechnologies in Construction*, 12(2), 100-107.

41. Fadeev, A. B. (1982). Strength and deformability of rocks. *Moscow: Nedra*.

42. GOST 12248-2010. (2011). Soils. Methods of laboratory determination of strength and deformability characteristics. *Moscow: Standartinform*.

43. Egorov, A. A. (2021). Domestic flagship product «Rosneft» - «RN-GRID» simulator simulation of hydraulic facing (HF). *Automation and IT in the Oil and Gas Industry*, 2(44), 12-27.

44. Magadova, L. A., Silin, M. A., Malkin, D. N., et al. (2014). Fracturing technologies diminishing the risks of well watering. *Coiled Tubing Times*, 3(049), 38-46.

45. Konoplev, Yu. V. (2006). Geophysical methods of control over the development of oil and gas fields. Krasnodar: Kuban State University.

Прогнозирование параметров трещины гидроразрыва пласта на основе исследования геомеханики породы-коллектора

Э. Р. Агишев[1], Г. С. Дубинский[2], В. В. Мухаметшин[2], Р. Н. Бахтизин[2], В. Е. Андреев[2,3], Л. С. Кулешова[4], Т. Р. Вафин[4]
[1]СП «Вьетсовпетро», Вунгтау, Вьетнам
[2]Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфа, Россия
[3]Институт стратегических исследований Республики Башкортостан, Уфа, Россия
[4]Институт нефти и газа, Уфимский государственный нефтяной технический университет (филиал в г. Октябрьском), Октябрьский, Россия

Реферат

Статья посвящена поиску путей снижения рисков водопритока при проведении гидроразрыва пласта и более надежного его дизайна с целью повышения технологической эффективности. Представлена методика и подход к прогнозированию параметров трещины гидроразрыва пласта на основе исследования геомеханики породы-коллектора. Проведены аналитические, лабораторные и промысловые исследования. Корректировка дизайна опробована при планировании гидроразрыва пласта, показана возможность применения такого алгоритма действий и его успешность. Даны рекомендации для корректного дизайна ГРП и повышения качества выполнения работ, уменьшающих риск обводнения продуктивного пласта.

Ключевые слова: гидроразрыв пласта; геомеханические свойства пласта; увеличение добычи; снижение обводненности.

Kollektor süxurun geomexaniki tədqiqi əsasında layın hidravliki yarılmasında çatın parametrlərinin proqnozlaşdırılması

E. R. Aqişev[1], Q. S. Dubinski[2], V. V. Muxametşin[2], R. N. Baxtizin[2], V. E. Andreyev[2,3], L. S. Kuleşova[4], T. R. Vafin[4]
[1]«Vyetsovpetro» MM, Vung Tau, Vyetnam
[2]Ufa Dövlət Neft Texniki Universiteti, Ufa, Rusiya
[3]Başqırdıstan Respublikasının Strateji Araşdırmalar İnstitutu, Ufa, Rusiya
[4]Ufa Dövlət Neft Texniki Universitetinin Neft və Qaz İnstitutu, (Oktyabrski filialı), Oktyabrski, Rusiya

Xülasə

Məqalə layın hidravliki yarılmasında su axını risklərinin azaldılması yollarının axtarışına və texnoloji effektivliyinin artırılması üçün daha etibarlı dizaynına həsr edilmişdir. Kollektor süxurun geomexaniki tədqiqi əsasında layın hidravlik yarılmasında çatın parametrlərinin proqnozlaşdırılması metodikası və yanaşması təqdim olunmuşdur. Analitik, laborator və mədən tədqiqatları aparılmışdır. Dizayn korreksiyası layın hidravlik yarılmasının planlaşdırılması zamanı sınaqdan keçirilmiş, bu alqoritmin tətbiqinin mümkünlüyü və onun müvəffəqliyi göstərilmişdir. Layın hidravlik yarılmasının dəqiq dizaynı və yerinə yetirilən işlərin keyfiyyətinin yüksəldilməsi ilə bağlı məhsuldar layın sulaşma riskini azalda biləcək tövsiyələr verilmişdir.

Açar sözlər: layın hidravlik yarılması; layın geomexaniki xassələri; hasilatın artırılması; sulaşmanın azaldılması.