

Вовлечение в разработку слабодренлируемых, трудноизвлекаемых запасов нефти путём изменения направления трещин ГРП

Ф.С. Салимов

начальник отдела технологий повышения

нефтеотдачи

Farid.Salimov@lukoil.com

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия

Вопросы повышения нефтеотдачи пластов актуальны для всех нефтяных компаний. Известно, что выработка запасов нефти в процессе разработки месторождений происходит неравномерно по площади, КИН редко превышает отметку в 0,4 д.е., и это ярко выражено в коллекторах со сложным геологическим строением. Также на дренирование запасов значительное влияние оказывает различие региональных горизонтальных напряжений по направлениям. Движение основных объёмов закачиваемой воды, распространение естественной трещиноватости и трещин ГРП происходит вдоль направлений максимальных напряжений, увеличивая области слабодренлируемых УВ. Изменение направления трещины ГРП позволяет увеличить охват воздействия на продуктивный пласт, вовлечь в разработку целики нефти, тупиковые зоны, линзы и полулинзы, повысить КИН, расширить критерии подбора скважин-кандидатов, поддерживать уровень добычи нефти

Материалы и методы

2-стадийный гидроразрыв пласта на скважинах Повховского месторождения. Кросс-дипольный каротаж.

Ключевые слова

повышение нефтеотдачи, трещина ГРП, ГРП, максимальные горизонтальные напряжения

Для большинства месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ГРП долгое время является основным методом интенсификации добычи жидких углеводородов и вовлечения в разработку слабодренлируемых запасов нефти. Однако в последнее время наметилась устойчивая тенденция снижения эффективности метода, на что, прежде всего, влияют следующие объективные факторы:

- значительная выработка подвижных запасов, высокая обводненность продукции, так как большинство месторождений находится на III и IV стадиях разработки;
- ограничения геологического характера — близость ВНК и водоносных пластов выше и ниже объекта разработки;
- высокая степень охвата методом ГРП добывающего фонда, большинство скважин вводятся в эксплуатацию с проведением ГРП, по многим скважинам проведено по 2–3 обработки;

- ухудшение фонда скважин, что выражается в планомерном увеличении консервационного и бездействующего фондов;
- невозможность вовлечения в процесс разработки проведением ГРП по стандартной технологии тупиковые зоны и участки с высокой остаточной нефтенасыщенностью и удалённые недренлируемые области по причине однонаправленности развития трещин разрыва (по линиям максимальных напряжений) и ограничения их длины.

Для решения поставленной задачи, в последние два года специалистами отдела технологий повышения нефтеотдачи ТПП «Повхнефтегаз» с привлечением регионального ООО «КогалымНИПИнефть» г. Тюмень проведена большая работа по удержанию и увеличению приростов дебита нефти в условиях высокой, зачастую критичной, обводнённости добывающих скважин, достигающей 100%.

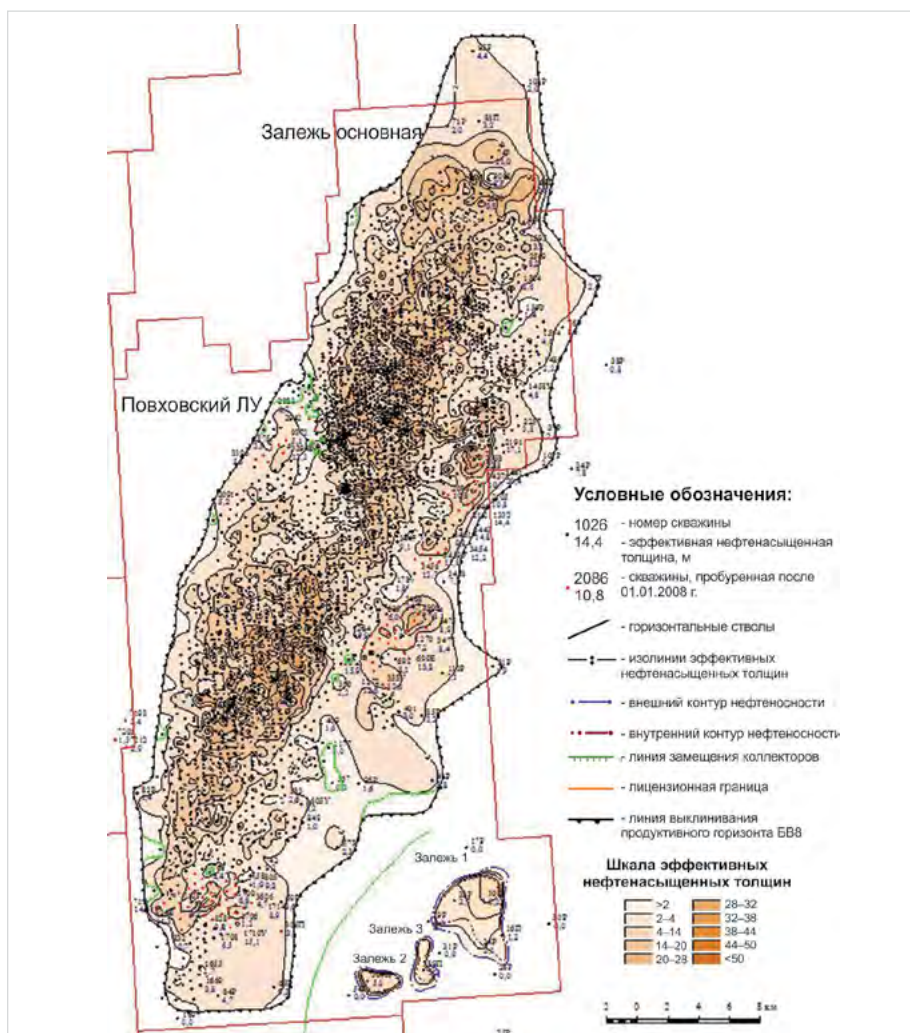


Рис. 1 — Повховское месторождение

Fig. 1 — Povkhovskoye oilfield

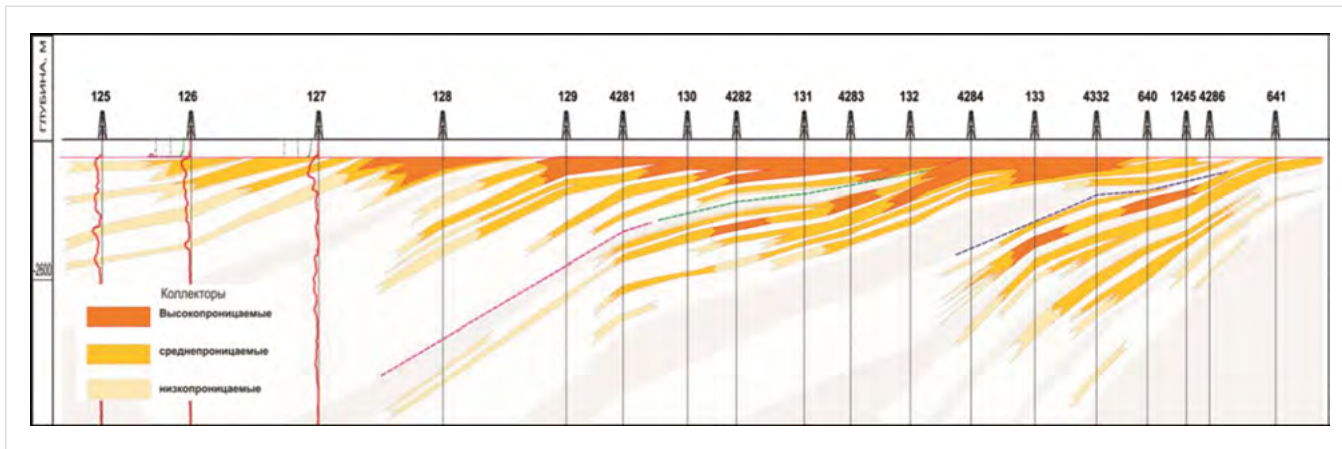


Рис. 2 — Клиноформное строение Повховского месторождения
 Fig. 2 — Clinoform structure of Povkhovskoye oilfield

Основным объектом исследования и опробования различных технологических подходов является пласт БВ8 Повховского месторождения, который имеет крайне высокую степень охвата методом ГРП, достигающую 80%. Разработка этого пласта началась в 1978 г., внедрение метода ГРП — в 1992 г., выполнено более 5000 операций.

Среди активов ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» данное месторождение является одним из крупнейших, простирается на 66 км с севера на юг и на 20 км с запада на восток (рис. 1), имеет следующие особенности:

- клиноформное строение (рис. 2);
- верхняя часть характеризуется хорошими фильтрационно-ёмкостными свойствами, относительной выдержанностью по латерали, коэффициентом песчаности 0,8 д.ед., нижняя часть разреза — более высокой расчлененностью и невыдержанностью

коллекторов как по мощности, так и по латерали;

- высокая изменчивость фильтрационно-ёмкостных свойств, эффективных нефтенасыщенных толщин различных участков месторождения.

Таким образом, с учётом вышесказанного, перед проведением ГРП в большинстве скважин мы вынуждены выполнять сложные и длительные подготовительные работы, такие как:

- предварительная закачка тампонирующих составов как с докреплением цементом (РИР), так и без для селективной изоляции промытых пропластков;
- селективная изоляция промытых участков разреза, негерметичностей эксплуатационной колонны цементными заливками и спуском колонн $\varnothing 102$ мм;
- проведение специальных исследований на перфорированной части пласта по определению остаточной нефтенасыщенности;

- ликвидация различных аварий, очистка забоев, восстановление циркуляции и т.д.

В последние годы опробовано множество различных технологий гидроразрыва пласта, которые, как оказалось, имеют ограничения в применении и узкий спектр подходящих геолого-промысловых условий. Продолжается массовое применение ГРП на водном геле с различной модификацией технологии закачки: маловязкие гели (вязкость сшитого геля 300–400 сПз), линейные гели, комбинированные буферные пакчи геля (подушки), большие объёмные «подушки». Данный подход в определённой степени позволил и позволяет удерживать эффективность ГРП, получать плановую дополнительную добычу нефти, но имеет свои пределы. Нам бы хотелось решить задачу более глобально, с вовлечением в разработку слабо дренируемых и трудноизвлекаемых запасов нефти,

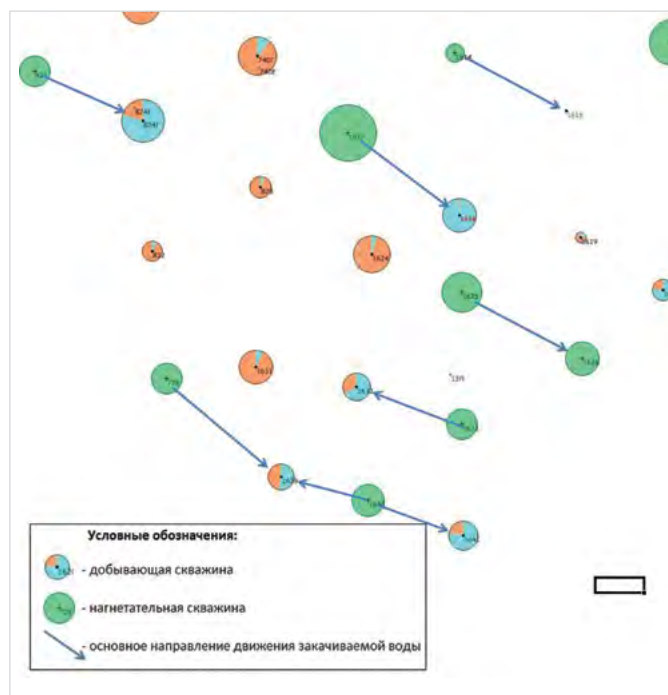


Рис. 3 — Выкопировка с карты разработки Повховского месторождения, пласт БВ-8.

Fig. 3 — Mapping of Povkhovskoye field development, BV-8 formation

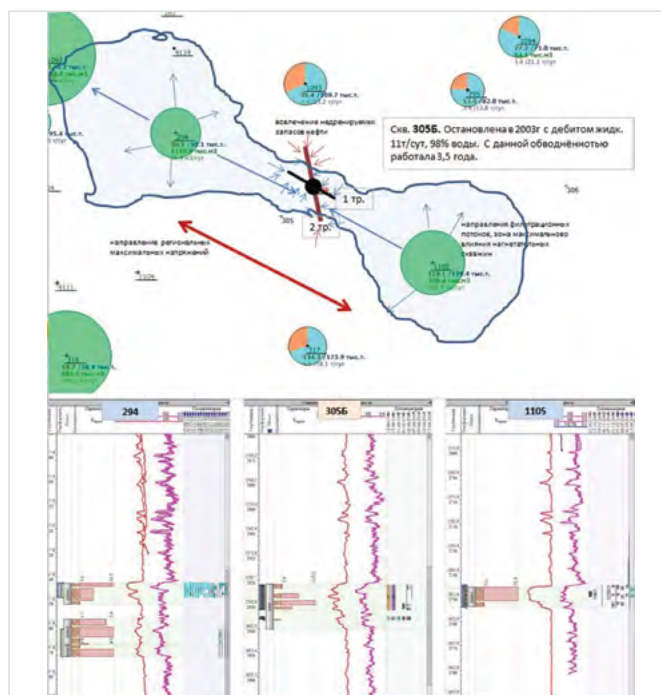


Рис. 4 — Схематичное представление принципа действия 2-стадийного ГРП

Fig. 4 — Scheme of principle of action for of two-stage hydraulic fracturing



Рис. 5 — Динамика изменения обводнённости до и после ГРП
 Fig. 5 — Watercut reservoir condition before and after hydraulic fracturing

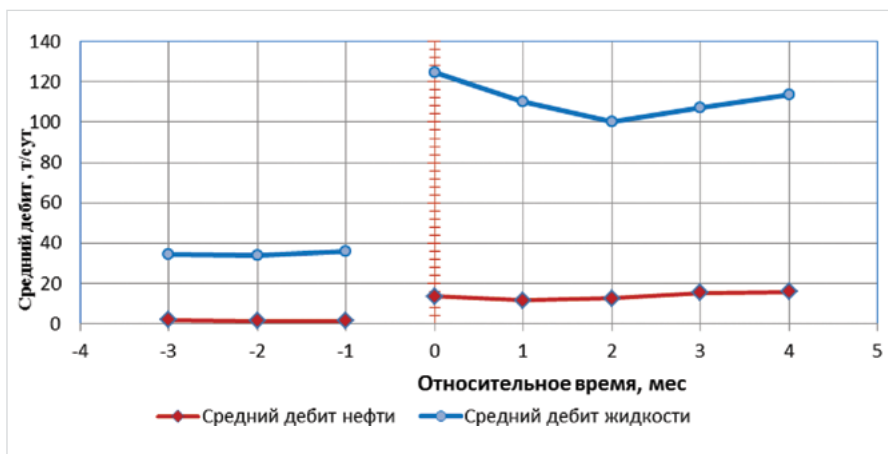


Рис. 6 — Динамика изменения притока нефти после ГРП
 Fig. 6 — Dynamic of oil influx rate before and after hydraulic fracturing

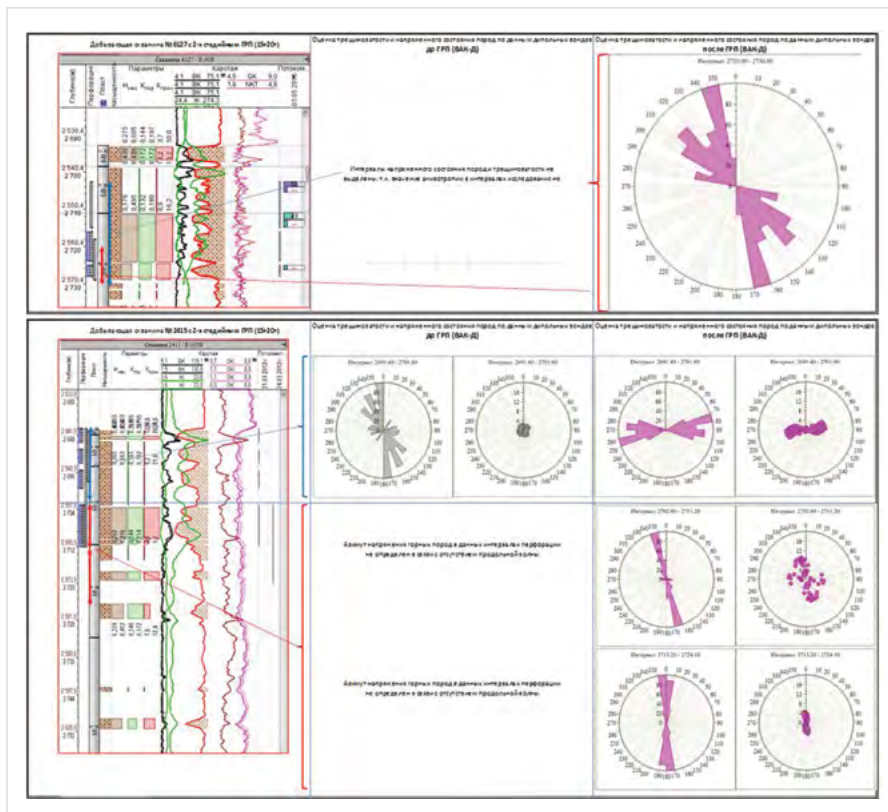


Рис. 7 — Микросейсмический мониторинг на скважине №2415
 Fig. 7 — Microseismic monitoring of well №2415

увеличить КИН, продлить рентабельный период разработки месторождения.

Одним из «ключей» к решению данной задачи послужило внедрение во втором полугодии 2014 г. большеобъёмных ГРП с закачкой 150–200 т проппанта. Что позволило значительно увеличить длину трещины, охват дренированием с подключением линз и микролинз, преодолеть участки с ухудшенными ФЭС, являющимися некими барьерами, не определяемые в межскважинном пространстве по данным каротажа и 3D сейсморазведки. Проведенные работы показали высокую эффективность не только по достижению приростов дебита нефти в первые месяцы работы, превышающих показатели стандартных обработок в среднем на 100%, но и стабильность во времени — удельный эффект составил 10,8 т/сут., успешность — 90%. Единственным минусом технологии является высокая стоимость работ, что сдерживает её более масштабное применение.

На Повховском месторождении явно выражена горизонтальная анизотропия напряжённого состояния пород. Максимальные напряжения ориентированы примерно по направлению северо-запад-юго-восток (азимутально 300–340° и 120–150°). Соответственно, отмечается тенденция преобладания направленности движения закачиваемой воды с направлением максимальных напряжений. Выявлена закономерность более быстрого обводнения добывающих скважин, расположенных на вышеуказанных азимутах, относительно нагнетательных (рис. 3). Данная ситуация приводит к неравномерному вытеснению нефти по площади, образованию многочисленных целиков и обширных зон в высокой нефтенасыщенности в межскважинном пространстве. Трещины ГРП также развиваются по направлениям максимальных напряжений, что осложняет и усложняет подбор скважин-кандидатов, способствует снижению эффекта от мероприятия.

Возникла идея изменить направление трещины ГРП относительно максимальных напряжений и охвата застойных зон, расположенных в стороне от основных фильтрационных потоков. В основу реализации положены расчёты специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», показывающие возможность временного изменения напряжённого состояния пород в прискважинной зоне при изменении пластового давления с помощью закачки жидкости. Обычная закачка воды или какого-либо агента не подходила по причине высокой продолжительности, неизвестности необходимых объёмов, быстрого рассеивания по пласту, что не могло дать должного эффекта. С учетом всех особенностей специалистами для выполнения задачи было решено следующее: разделить процесс ГРП на две части, а именно — закачивать проппант в 2 стадии с непродолжительным интервалом отстоя между этапами (не более 2 часов). Данный подход, по нашему мнению, позволял кратковременно изменить поле напряжений около скважины за счёт разрыва породы, до возврата системы в исходное состояние. Разрыв породы при закачке второй стадии предполагался несколько в ином месте, и ожидалось изменение направления трещины (рис. 4).

Первый ГРП в 2 стадии провели в сентябре 2014 г. на скважине №2101 с увеличенной массой проппанта по 50 т. Для опробования выбрали скважину, не достигшую критической обводнённости более 90%. Приведём некоторые характеристики пласта: нефтенасыщенная толщина — 20 м; песчаность — 0,63 д.ед.; проницаемость — 13,3 мД; пористость — 0,18 д.ед.; нефтенасыщенность — 0,425 д.ед. Скважина находится в работе с 1984 г. Перед проведения ГРП режим работы: дебит жидкости — 17 т/сут., обводненность — 86–88%, дебит нефти — 2,3 т/сут., накопленная добыча жидкости — 216,3 тыс. т, накопленная добыча нефти — 133,3 тыс. т. После запуска скважины в работу получили: дебит жидкости — 126 т/сут., обводненность — 81%, дебит нефти — 22,9 т/сут., прирост составил 19,6 т/сут. За 9 месяцев эксплуатации скважины дополнительная добыча нефти составила 3,2 тыс. т. Имело место неблагоприятное расположение в окружении 4 нагнетательных скважин, одна из которых находится в консервации.

После получения хороших и стабильных результатов, началось внедрение данной технологии. За 6 месяцев 2015 г. выполнено 22 гидроразрыва с удельной эффективностью по нефти 10,1 т/сут. Из-за высокой базовой обводнённости продукции на 70% скважин дополнительно до ГРП проводили закачку тампонирующего состава, состоящего из древесной муки (20%), мела (80%) и небольшого

количества полимера на основе полиакриламида (1–3%) с последующей выборочной перфорацией, что позволяет, по нашему мнению, несколько ограничить водоприток по отдельным промытым пласткам даже после проведения ГРП. Мы получили снижение обводнённости на 8% по бездействующему фонду скважин (с 95 до 87%), на 7% по действующему фонду (с 98 до 91%) (рис. 5), стабильный приток нефти (рис. 6).

Для того, чтобы было можно сделать однозначные выводы о переориентации трещин ГРП при выполнении 2-стадийных обработок, на скважинах №6127 и 2415 проведены исследования методом кросс-дипольного акустического коротажа до и после ГРП. Исходя из полученных данных по скважине №6127, можно утверждать, что при проведении ГРП было создано две трещины с углом отклонения друг от друга на 50–60° (рис. 7). На скважине №2415 зафиксировано изменение направления второй трещины по верхней части коллектора на 90° от первой (рис. 7). Также получено подтверждение по изменению направления трещины ГРП при микросейсмическом мониторинге на скважине №6418 (рис. 8). ГРП в 2 стадии проводился на разных участках месторождения, примерно с одинаковой успешностью.

Так, успешно опробован 2-стадийный ГРП на Южно-Винтовойском месторождении на малообводнённой скважине №1101. Целью являлось увеличение охвата

гидроразрывом низкопроницаемого продуктивного пласта с созданием более обширной матрицы трещин для обеспечения продолжительного стабильного рентабельного притока нефти. Ограничение развития трещины по высоте не позволяло закачать за один подход большой объём проппанта.

Итоги

Анализируя фактические результаты работы скважин и проведённых исследований после реализации 2-стадийных ГРП, можно с уверенностью утверждать, что нам удалось изменить направление создаваемых трещин, что способствует вовлечению в процесс разработки запасов нефти из слабодренруемых и тупиковых участков пласта.

С внедрением данной технологии ГРП произошло изменение основных критериев выбора скважин-кандидатов для ГРП, которые можно сформулировать следующим образом:

1. Обводненность скважин до 100%.
2. Отсутствие такого неблагоприятного фактора, как расположение скважины-кандидата относительно нагнетательных скважин, сокращение расстояния до нагнетательной скважины до 150–200 м.
3. Снижение влияния на выбор скважины-кандидата высоких накопленных отборов по нефти.
4. Достаточная расчлененность пласта (более 3), неоднородность геологического строения.

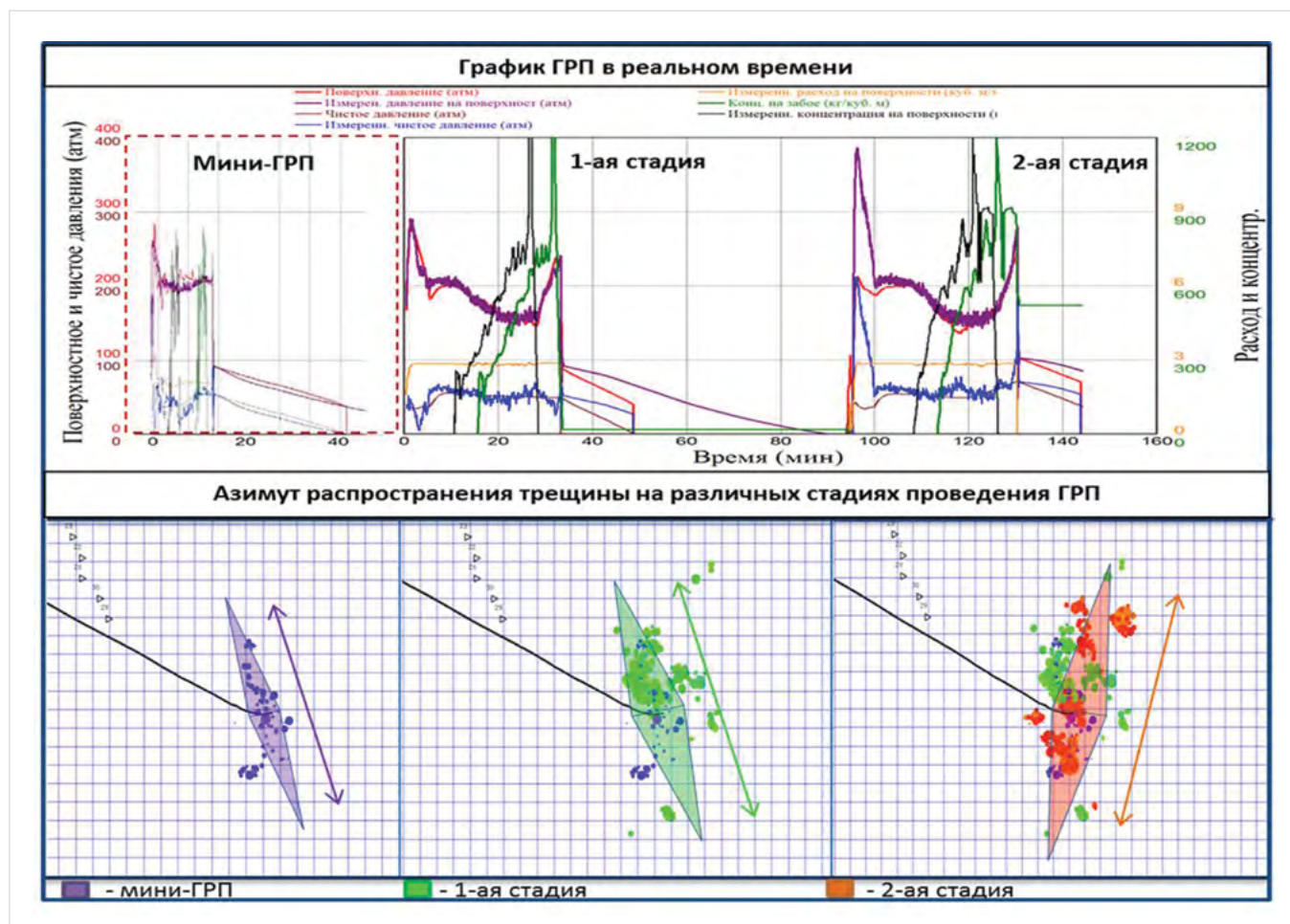


Рис. 8 — Микросейсмический мониторинг на скважине №6418
Fig. 8 — Microseismic monitoring of well №6418

Выводы

Из неработающего фонда с помощью данной технологии возвращено в разработку более 100 скважин, большинство которых находится на расстоянии 250–350 м от нагнетательных и неудачно расположены относительно направлений максимальных региональных напряжений. В вышеописанных условиях проведение стандартного ГРП увеличивает риски прорыва закачиваемой воды. В 10 случаях получен прирост дебита нефти выше 10 т/сут., при среднем значении 14,2 т/сут., что сопоставимо с результатами бурения скважин

с боковым окончанием на Повховском месторождении. На сегодняшний день порядка 95% всех ГРП проводится по технологии 2-стадийного гидроразрыва пласта. Начато успешное внедрение по другим предприятиям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

Список литературы

1. Валеев А.С., Дулкарнаев М.Р., Салимов Ф.С., Бухаров А.В. и др. Повышение эффективности гидроразрыва в условиях высокой обводненности пласта БВ-8

Повховского месторождения // Нефтегазовое дело. 2014. №6. С. 154–174.

2. Recent Advances in Hydraulic Fracturing. Ed. by John L. Gidley. Monograph. SPE. 1990. 452 p.

3. Латыпов И.Д., Борисов Г.А., Никитин А.Н., Кардымон Д.В. и др. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» // Нефтяное хозяйство. 2011. №6. С. 34–38.

ENGLISH

OIL PRODUCTION

Development of poorly swept and hard-to-recover oil reserves by changing fracture orientation

UDC 622.276

Author:

Farid S. Salimov — head of enhanced oil recovery department; Farid.Salimov@lukoil.com

ООО "LUKOIL-West Siberia", Povkhneftegaz, Kogalym, Russian Federation

Abstract

Enhanced oil recovery is a vital issue for all petroleum companies. As is well known, recovery of oil reserves is non-uniform across the field, with recovery factor rarely exceeding 0.4, which is especially notable in reservoirs of complex geology. Drainage of oil reserves is also significantly affected by discrepancies in directions of regional horizontal stresses. Movement of injected water and propagation of natural and hydraulic fractures go along the directions of maximum stresses, thus increasing poorly swept areas. Changing fracture propagation patterns enables better stimulation of the pay zone and recovery of bypassed and dead-end oil as well as extraction from lenticular and semi-lenticular beds, increment of recovery factor, expansion of candidate well selection criteria, and maintaining oil production levels.

Materials and methods

Two-stage hydraulic fracturing in the wells of Povkhovskoye field. DSI (dipole shear sonic imager) logging.

Results

Having reviewed actual performance of wells and well survey results upon completion of two-stage hydraulic fracturing, it is a fair assumption to say that we have succeeded in changing the direction of fracture propagation, which helps to recover reserves from poorly swept and dead-end compartments of a reservoir. Implementation of such fracturing technique has changed the main criteria used for selection of wells to be fractured, which may be defined as follows:

1. Water cut of up to 100%.
2. Elimination of such adverse factor as location of a candidate well relative to injectors, with minimum distance between producers and injectors reduced to 150–200 m.
3. Selection of a candidate well is less determined by high cumulative oil output.
4. Reservoir compartmentalization (more than 3 compartments), geologic heterogeneity.

Conclusions

This technology has helped to reactivate over 100 idle wells, most of which are spaced at 250–300 m from injectors and poorly placed relative to maximum regional stress directions. Under the above conditions, conventional fracturing may increase the risk of water breakthrough. 10 applications have revealed incremental oil production rate of more than 10 tons per day with an average rate of 14.2 tons per day, which is comparable to production rates of lateral wells at Povkhovskoye oilfield. As of today, about 95% of all hydraulic fractures utilize a two-stage fracturing technique. The latter is being successfully implemented in other companies of ООО "LUKOIL-West Siberia".

Keywords

enhanced oil recovery, hydraulic fracture, hydraulic fracturing, maximum horizontal stress

References

1. Valeev A.S., Dulkarneev M.R., Salimov F.S., Bukharov A.V. and oth. *Povyshenie effektivnosti gidrorazryva v usloviyakh vysokoy obvodnennosti plasta BV-8 Povkhovskogo mestorozhdeniya* [Improving efficiency of hydraulic fracturing

under high watercut reservoir conditions of BV-8 formation, Povkhovskoe field]. Oil and gas business, 2014, issue 6, pp. 154–174.

2. Recent Advances in Hydraulic Fracturing. Ed. by John L. Gidley. Monograph. SPE, 1990, 452 p.
3. Latypov I.D., Borisov G.A.,

Nikitin A.N., Kardymon D.V. and oth. *Pereorientatsiya azimuta treshchiny povtornogo gidrorazryva plasta na mestorozhdeniyakh* ООО «РН-Юганскнефтегаз» [Reorientation refracturing on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields]. Oil industry, 2011, issue 6, pp. 34–38.