

DOI: <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.55-72>

EDN NSEKPR

УДК 622.276.6

**Обобщение результатов по определению максимального
горизонтального напряженного состояния пласта до и после
ГРП на объектах месторождений Западной Сибири**

¹Добровинский Д.Л., ¹Бухаров А.В., ¹Вилков М.Н., ¹Мальшаков Е.Н.,
²Хакимов И.И., ²Дулкарнаев М.Р.

¹Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть», Тюмень, Россия

² ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз», Когалым, Россия

**Generalization of the results of determining the maximum
horizontal principal stress of the formation before and after
hydraulic fracturing at the facilities of the deposits
of Western Siberia**

¹D.L. Dobrovinskiy, ¹A.V. Bukharov, ¹M.N. Vilkov, ¹E.N. Malshakov,
²I.I. Khakimov, ²M.R. Dulkarnaev

¹Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft», Tyumen, Russia

²Branch of LLC «LUKOIL-Western Siberia» TPE «Povkhneftegaz», Kogalym, Russia

E-mail: dobrovinskyiD@gmail.com

Аннотация. Крупные месторождения Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, которым характерны низкие темпы добычи нефти, высокая обводненность добываемого ресурса и снижение количества действующего фонда скважин. Текущие обстоятельства вынуждают доизвлекать невыработанные объемы остаточных запасов нефти с применением ГРП на осложненном фонде скважин-кандидатов (рисковые обводненные зоны, краевые участки залежи, невыдержанные глинистые экраны). Все это приводит к повышению вероятности преждевременного обводнения скважин по причине развития трещины ГРП в нецелевые водонасыщенные интервалы, и как результат, получение низкого эффекта по дебиту нефти, вследствие невовлечения всех доступных запасов в процессе фильтрации к скважине. Для

оптимального планирования дизайна операций ГРП ключевую роль играет достоверная информация о геомеханических параметрах среды, её структура и азимутальное направление. Цель работы – определить доминирующее направление действующих максимальных напряжений на месторождениях Западной Сибири методом комплексного применения геофизических исследований скважин и микросейсмического мониторинга для каждой из групп объектов (А, Б, Ач и Ю), а также привести практические примеры применения технологических подходов к ГРП, способных нивелировать повышение обводненности скважин в процессе работы.

Ключевые слова: ГРП, Западная Сибирь, Технологии ГРП, двухстадийный ГРП, трехстадийный ГРП, многостадийный ГРП, максимальное напряженное состояние пласта, направление трещины ГРП

Для цитирования: Добровинский Д.Л., Бухаров А.В., Вилков М.Н., Мальшаков Е.Н., Хакимов И.И., Дулкарнаев М.Р. Обобщение результатов по определению максимального горизонтального напряженного состояния пласта до и после ГРП на объектах месторождений Западной Сибири // Нефтяная провинция.-2023.-№3(35).-С. 55-72. - DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.55-72>. - EDN NSEKPR

Abstract. Large fields in Western Siberia are at the latest stage of development, which are characterized by low rates of oil production, high water cut of the extracted resources and a decrease in the number of operating well stock. Current circumstances make it necessary to recover undeveloped volumes of remaining oil in place by using hydraulic fracturing on a complicated stock of candidate wells (risky water cut zones, marginal areas of the deposit, poorly continuous shale barrier). All this leads to an increase in the probability of premature flooding of wells due to hydraulic fracture breakthrough in non-target water-saturated formation, and as a result, obtaining a low effect of oil-production rate because of all available reserves are not involved in the filtration process to the well. For optimal planning of hydraulic fracturing design requires reliable information about the geomechanical parameters of the rock, its structure and azimuth direction, which plays a key role. The purpose of the work is to determine the dominant direction of the maximum horizontal principal stresses in the deposits of Western Siberia by the integrated use of well logging and microseismic monitoring for each of the groups of objects (A, B, Achim and J), as well as to provide practical examples of the application of technological methods to hydraulic fracturing that can reduce the level of water cut during the wells exploitation time.

Key words: Hydraulic fracturing, Western Siberia, hydraulic fracturing technologies, two-stage hydraulic fracturing, three-stage hydraulic fracturing, multi-stage hydraulic fracturing, maximum horizontal principal stress, fracture direction

For citation: D.L. Dobrovinskiy, A.V. Bukharov, M.N. Vilkov, E.N. Malshakov, I.I. Khakimov, M.R. Dulkarnev Obobshcheniye rezul'tatov po opredeleniyu maksimal'nogo gorizontalnogo napryazhennogo sostoyaniya plasta do i posle GRP na ob'yektakh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri [Generalization of the results of determining the maximum horizontal principal stress of the formation before and after hydraulic fracturing at the facilities of the deposits of Western Siberia]. Neftyanaya Provintsiya, No. 3(35), 2023. pp. 55-72. DOI <https://doi.org/10.25689/NP.2023.3.55-72>. EDN NSEKPR (in Russian)

Согласно теоретическим исследованиям, трещина ГРП распространяется преимущественно по линии максимального напряженного состояния пласта [1, 2], который определяется специальными геофизическими исследованиями скважин (ГИС), такими как кросс-дипольный широкополосный акустический каротаж (КДАК), электрический микроимджер (приборы АВАК, X-МАС, DSI, CXD, FMI, CMI, SonicScanner и т.д.) и микросейсмический мониторинг [3].

На месторождениях Западной Сибири в период 2010-2022 гг. 85 % ГИС по определению напряженного состояния пласта выполнены методом акустического каротажа (преимущественно прибор «АВАК»), меньшую долю составляют исследования электрическим микроимджером (в основном приборы CMI+CXD) – 8 %, сопровождение процесса ГРП методом микросейсмического мониторинга выполняли в 7 % случаев, в основном в скважинах с горизонтальным окончанием (Рис. 1). В анализе метод акустического каротажа и электрического микроимджера объединен в одну группу – КДАК, так как они выполнялись совместно.

В связи с этим, далее, с целью определения преимущественного направления максимального стресса и азимутальной ориентации трещин ГРП на крупных объектах месторождений Западной Сибири выполнен анализ по имеющимся ГИС.

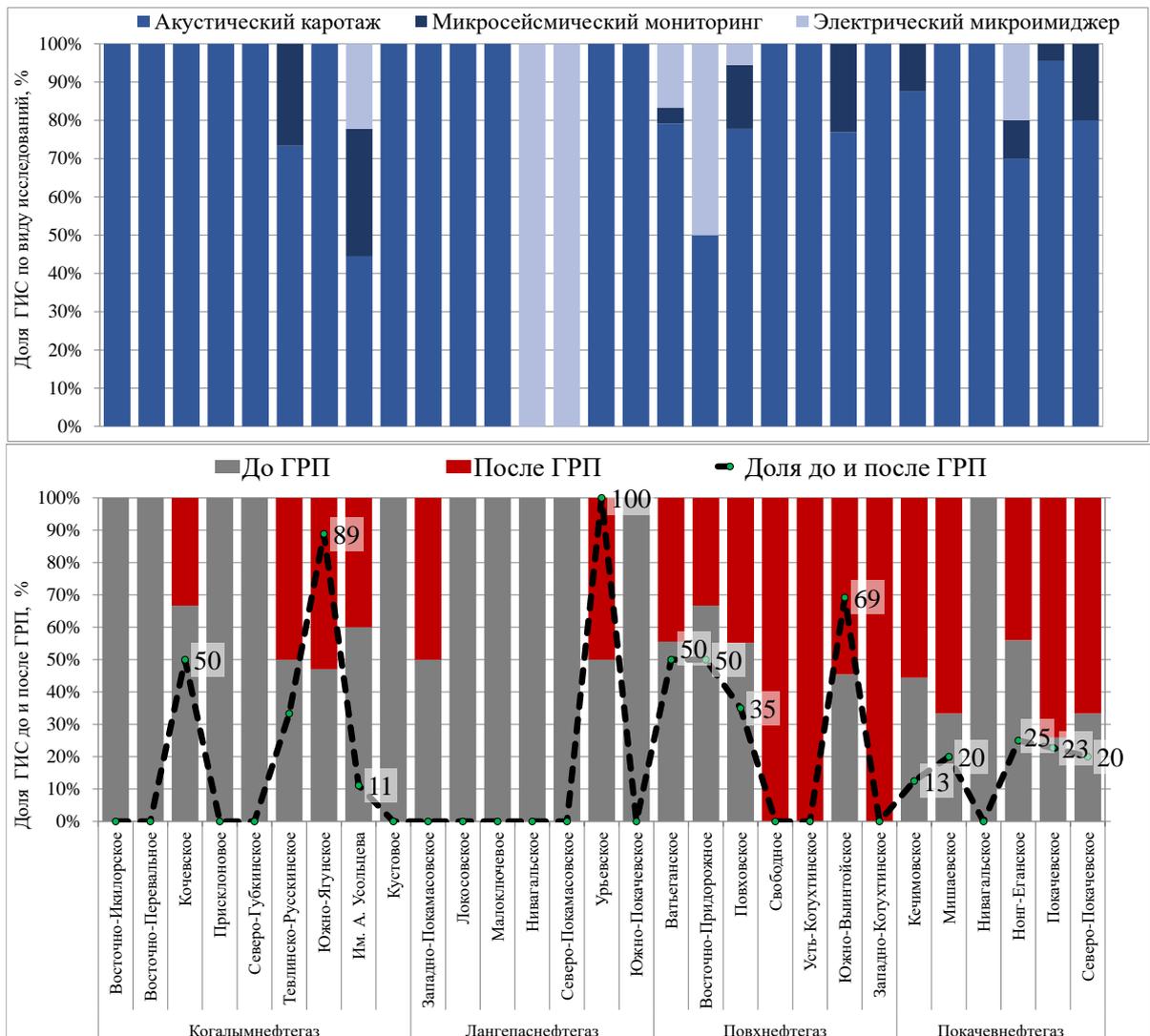


Рис. 1. Распределение ГИС по видам исследования и наличию данных до и после ГРП в разрезе месторождений Западной Сибири

Отметим, из общего объема скважин, всего по 31 % выполнены одновременные исследования как до, так и после ГРП. В большинстве случаев исследования после ГРП не проводили. Ввиду этого, при оценке трещиноватости и напряженного состояния горных пород по месторождениям/объектам использован массив данных по имеющимся исследованиям до и после ГРП без привязки к конкретной скважине. В анализе участвуют скважины, в которых качество исходных волновых полей признано валидным, т. е. анизотропия скоростей медленной и быстрой поперечных волн 2,0 % и выше.

В разрезе изученных объектов месторождений Западной Сибири выделены основные группы пластов – А (объекты АВ), Б (объекты БВ, БС), Ач, Ю (ЮВ, ЮС), где в каждой из групп приборами КДАК определен вектор максимального стресса, т. е. это замеры напряженного состояния пласта в естественных условиях эксплуатации, выполненные до ГРП.

По представленным данным КДАК для групп пластов определено преимущественное направление азимута максимального стресса – в зависимости от объектов составило в пределах от 319 до 334° (по Северо-Западному квадранту) - от 139 до 154° (по Юго-Восточному квадранту) (Рис. 2).

В отдельно взятых скважинах, где имеются исследования до и после ГРП, трещина ГРП развивается вдоль направления максимального стресса, замеренного до ГРП. В 66 % скважин (или в 55 из 83 скважин) отклонение азимута максимального стресса относительно первоначального значения не превышает 10 % (Рис. 3).

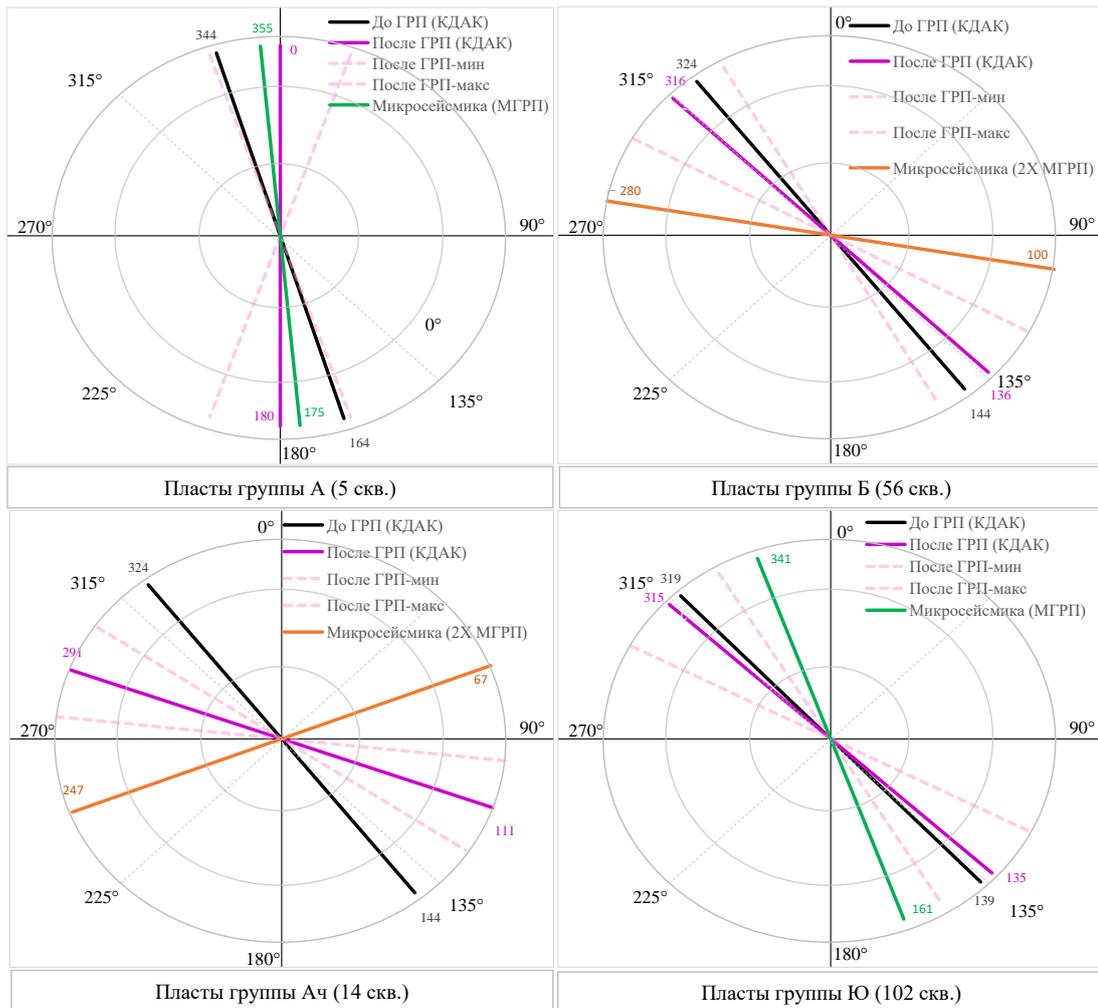


Рис. 2. Представление данных по азимутальной ориентации напряженного состояния пород до и после ГРП в разрезе объектов Месторождения Западной Сибири

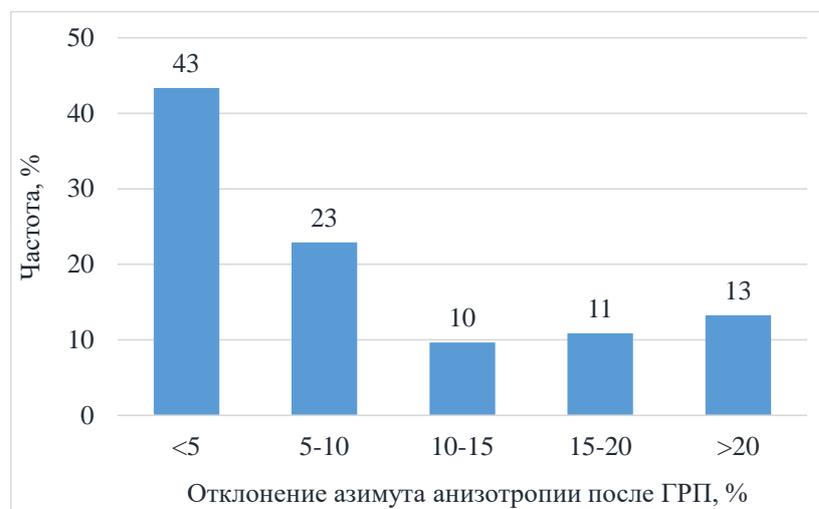


Рис. 3. Распределение диапазонов отклонения азимута анизотропии после ГРП. Месторождения Западной Сибири

По частоте распределения, преимущественное направление анизотропии породы до и после ГРП в зависимости от азимута, расположено в Северо-Западном и Юго-Восточном квадранте ($300-360^\circ$). Изменение напряжённого состояния пласта после ГРП в сторону Северо-Восточного и Юго-Западного квадрантов происходит редко, как правило, до азимутального угла $10-20^\circ$, далее частота снижается (Рис. 4). Такая тенденция сохраняется внутри всех рассмотренных месторождений.

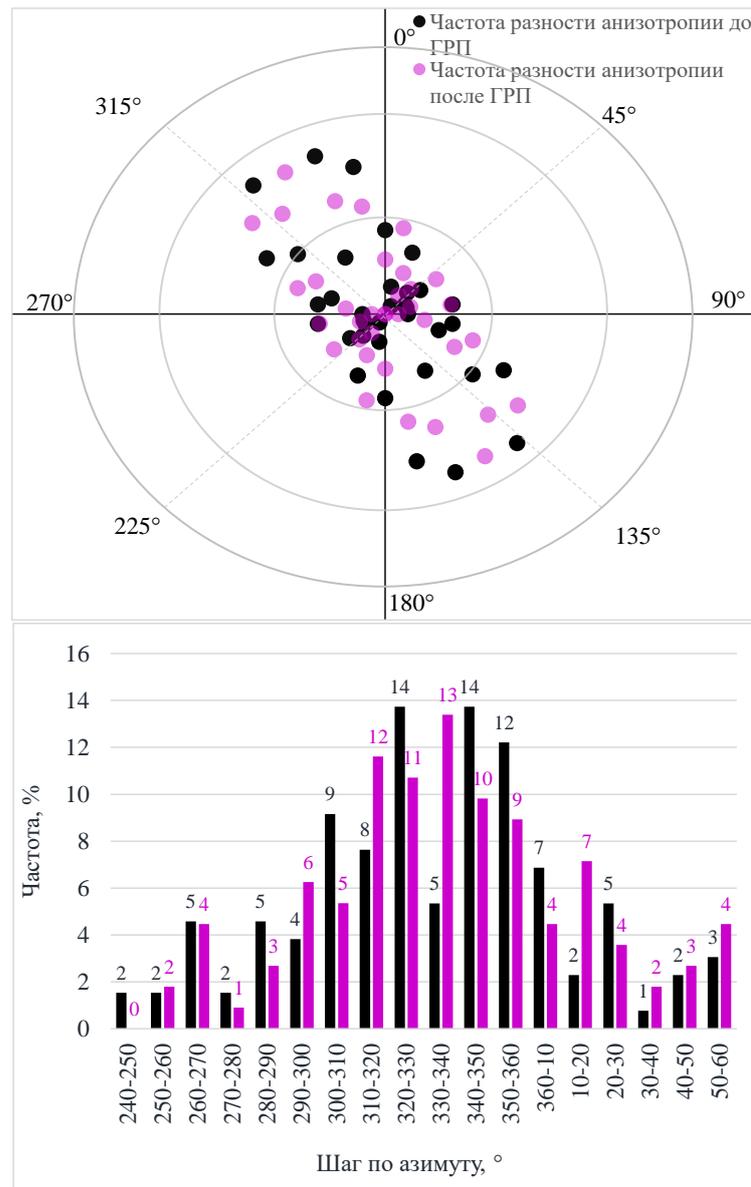


Рис. 4. Распределение частоты азимутальной ориентации анизотропии пород до и после ГРП. Месторождения Западной Сибири

Существенные изменения максимального стресса наблюдаются в скважинах после ГРП, направленного на переориентацию трещины ГРП, наибольшая доля таких операций выполнена на объектах группы Б и Ю (Рис. 5).

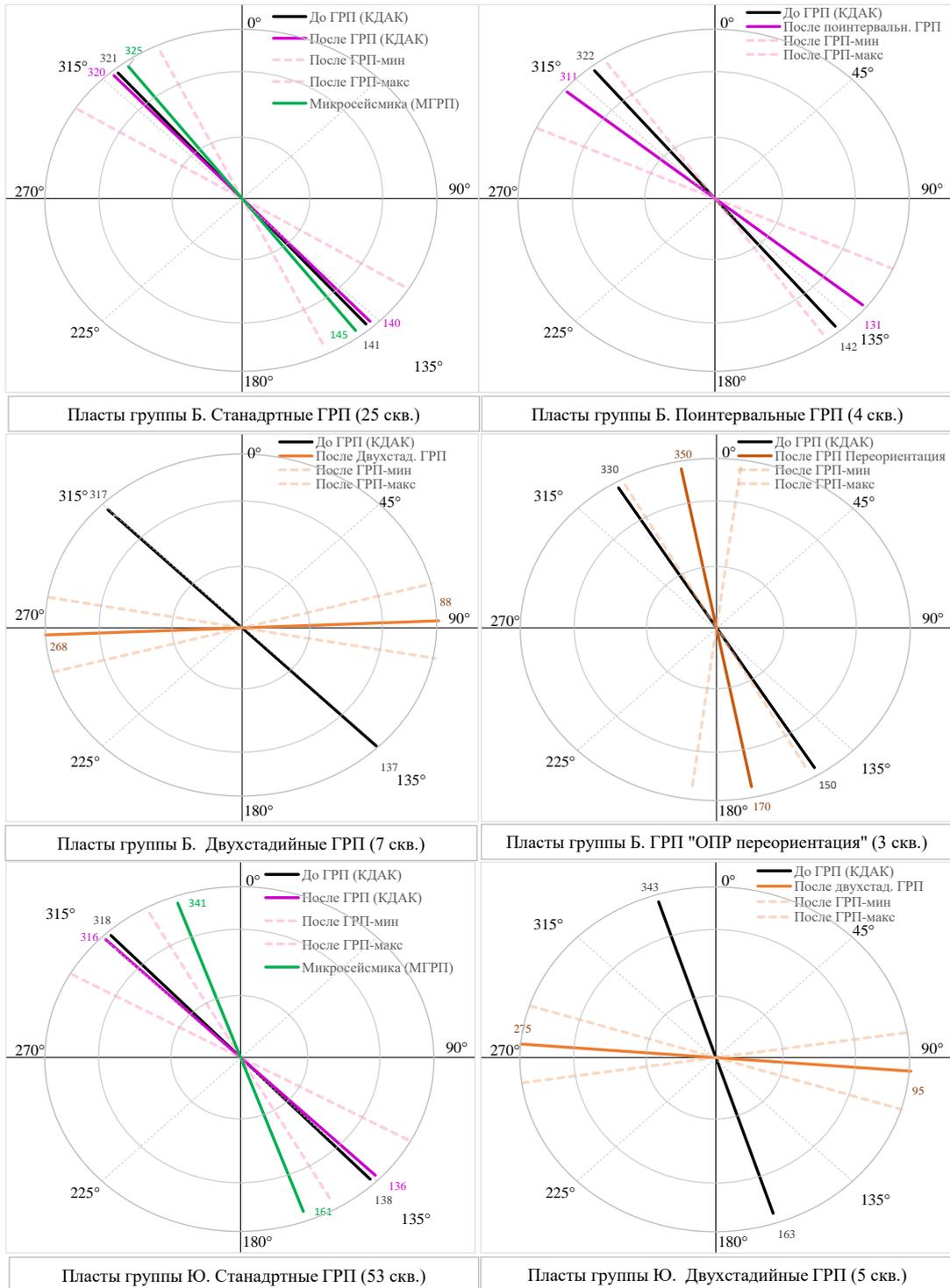


Рис. 5. Представление данных по азимутальной ориентации напряженного состояния пород до и после ГРП в разрезе технологий

Особенностью технологии ГРП «ОПР Переориентация» является создание в прискважинной зоне пласта водного «непроницаемого» барьера на первом этапе, что приводит к кратковременному изменению максимального и минимального горизонтального напряжения, на следующем этапе проводится основной ГРП. В результате данных работ переориентации трещины ГРП незначительна (отклонение порядка 20°), направление близко к начальному вектору напряженного состояния пород.

По двухстадийным операциям в большинстве случаев происходит изменение распространения частоты напряжений после ГРП относительно начальных замеров, на угол порядка $30-60^\circ$. Поэтапно работа представлена следующим образом: на первой стадии основного ГРП проводится закачка части проппанта (как правило 20-40 % от общей массы) с увеличенным объёмом буферной жидкости, создаётся трещина ГРП. Далее выдерживается технологический отстой (1-2 ч), необходимый для смыкания первой трещины ГРП. Основное влияние на перераспределение напряжений в окрестности скважины после проведения первого ГРП оказывает деформация породы, связанная с возникновением первичной трещины [4]. На следующей стадии проводится закачка остальной пачки проппанта (60 - 80 % от общей массы), соответственно развитие трещины происходит в ином относительно предыдущей стадии ГРП направлении [5].

Рассмотрим направления векторов максимального стресса внутри одного объекта из группы Б более подробно (Рис. 6).

В скважинах № 7, № 9, № 10, № 12 и № 13 после ГРП трещина имеет тенденцию к нормальному образованию относительно естественной трещиноватости пласта, что обусловлено выполнением адаптированных технологий ГРП для достижения подобного эффекта. По остальным операциям в большинстве случаев трещина распространяется вдоль направления максимального стресса.

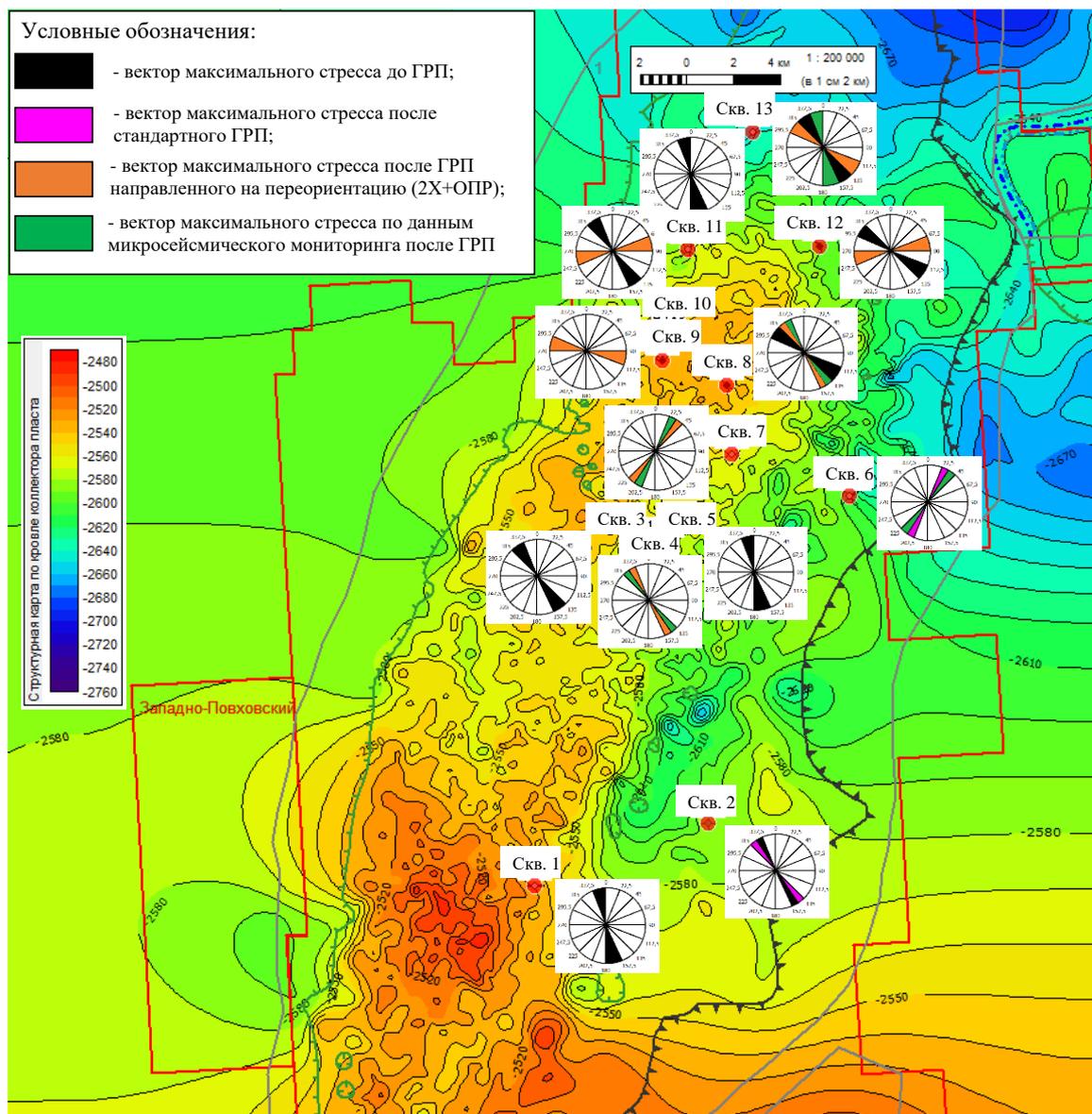


Рис. 6. Карта векторов максимального горизонтального напряжения.

Объект группы Б

Исследования КДАК и микросейсмического мониторинга в основном выполняли по операциям, направленным на переориентацию трещины ГРП – в семи из девяти скважин, где выполняли замеры после ГРП. Однако можно заметить, не всегда удается зафиксировать эффект переориентации трещины ГРП. Так, например, в скважинах № 4 и № 8 развитие трещин происходит вдоль направления максимального стресса. Это объясняется невозможностью создания условий для переориентации, другими словами, не всегда удается достичь перераспределения полей минимальных и

максимальных горизонтальных напряжений в прискважинной зоне, по причине их высокой базовой анизотропии до ГРП (Табл. 1). В скважине № 8, при базовой акустической анизотропии равной 5 %, переориентация после ГРП незначительна, отклонение от азимута максимального стресса не превышает 20° (акустическая анизотропия после ГРП составляет всего 6 %, что ниже уровня других операций).

Таблица 1

Показатели анизотропии пласта в интервале ГРП

| Скв. | Вид исследования | Технология ГРП | А _{п1} до ГРП, % | А _{п1} после ГРП, % | Ср. угол отклонения трещины, ° | Переориентация | Закач. объемы жидкости, м ³ |
|------|------------------|-----------------|---------------------------|------------------------------|--------------------------------|----------------|--|
| № 2 | КДАК | Стандартный | < 2 | 10 | 20 | - | 130 |
| № 4 | Миросейсм. | ОПР переориент. | - | - | 10 | - | 225 |
| № 6 | Миросейсм. | МГРП (4 порта) | - | - | 60 | + | 450 |
| № 8 | К+М | ОПР переориент. | 5 | 6 | 20 | - | 145 |
| № 7 | Миросейсм. | Двухстадийный | - | - | 60 | + | 133 |
| № 9 | КДАК | Двухстадийный | - | 16 | 40 | + | 152 |
| № 10 | КДАК | Двухстадийный | 2 | 10 | 60 | + | 112 |
| № 12 | КДАК | Двухстадийный | 3 | 16 | 40 | + | 107 |
| № 13 | К+М | ОПР переориент. | 6 | 18 | 30 | + | 224 |

Исходя из теоретических особенностей технологии ГРП «ОПР переориентация» выполнена оценка влияния закаченных объемов жидкости перед ГРП на возможность переориентации трещины (Табл. 1). Влияния закаченного объема жидкости перед ГРП (либо объема жидкости на первой стадии, в случае двухстадийного ГРП) на повышение вероятности переориентации трещины не обнаружено.

В двух скважинах (№ 8 и № 13) применялся совместно КДАК и микросейсмический мониторинг. В целом можно отметить, на качественном уровне результаты исследований КДАК и микросейсмического мониторинга сопоставимы. В случае, где не фиксируется переориентация трещины ГРП методом КДАК (скважина № 8, угол отклонения менее 30°), то и результат подтверждается микросейсмическим мониторингом. В скважине № 13 изменение азимута максимального стресса методом КДАК составляет порядка 30°,

аналогичный результат замеров получен при микросейсмике. Однако наряду с этим тезисом справедливо отметить, погрешность измерений методом КДАК прибором АВАК-11 в некоторых случаях может достигаться половины угла фазировки и в сравнении с другими комплексами прибор не отличается высокой точностью [6].

Использование данных о доминирующем направлении напряженного состояния пород расширяет рамки применимости ГРП, а именно, позволяет прогнозировать азимутальное направление трещин, и, применять технологические подходы, способствующие вовлечению в добычу ранее не охваченных зон. Так, если ранее выполнение стандартного ГРП близ фронта нагнетаемой воды приводило к обводнению скважин с последующей потерей добычи нефти в процессе работы, то на данный момент это решается выполнением двухстадийного ГРП.

Выкопировка из карты текущего состояния разработки с расположением добывающих скважин с ГРП по стандартной и двухстадийной технологии представлена на частных примерах (Рис. 7 и 8 соответственно). На рисунках видно расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами составляет от 223 до 385 м, при это расчетный фронт нагнетания ближайших скважин ППД (поддерживающих пластовое давление) составляет от 297 до 420 м. Фактически, трещины ГРП расположены во фронте влияния нагнетательной скважины. Однако в динамике работы скважин можно заметить (Рис. 9), после стандартного ГРП наблюдается интенсивное снижение дебита нефти, по двухстадийным ГРП – стабильная работа в течении длительного времени.

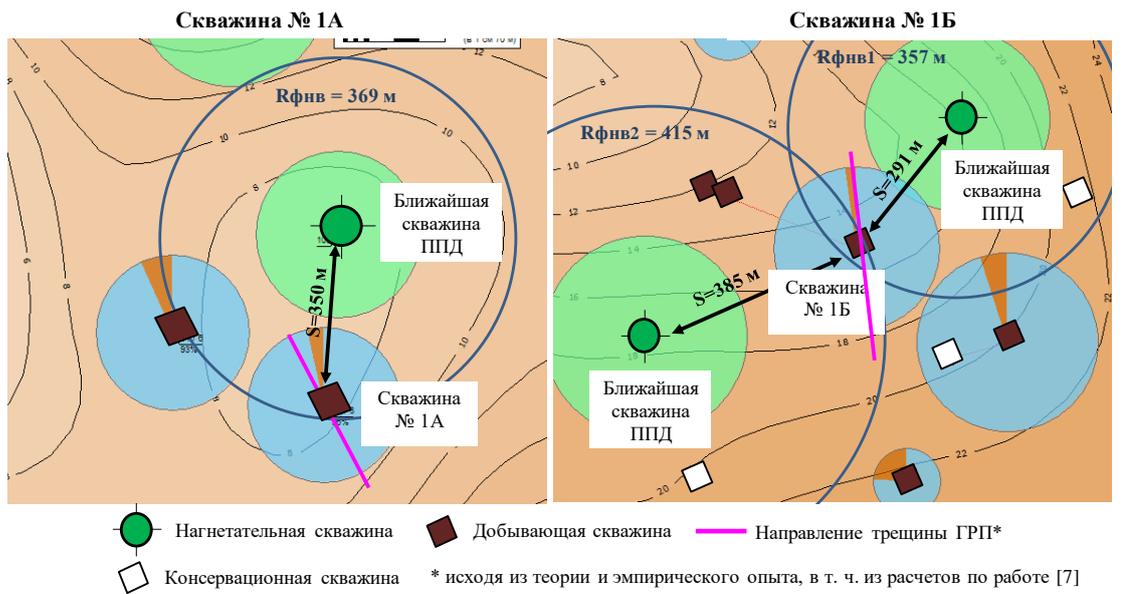


Рис. 7. Выкопировка из карты текущего состояния разработки, скважины со стандартным ГРП

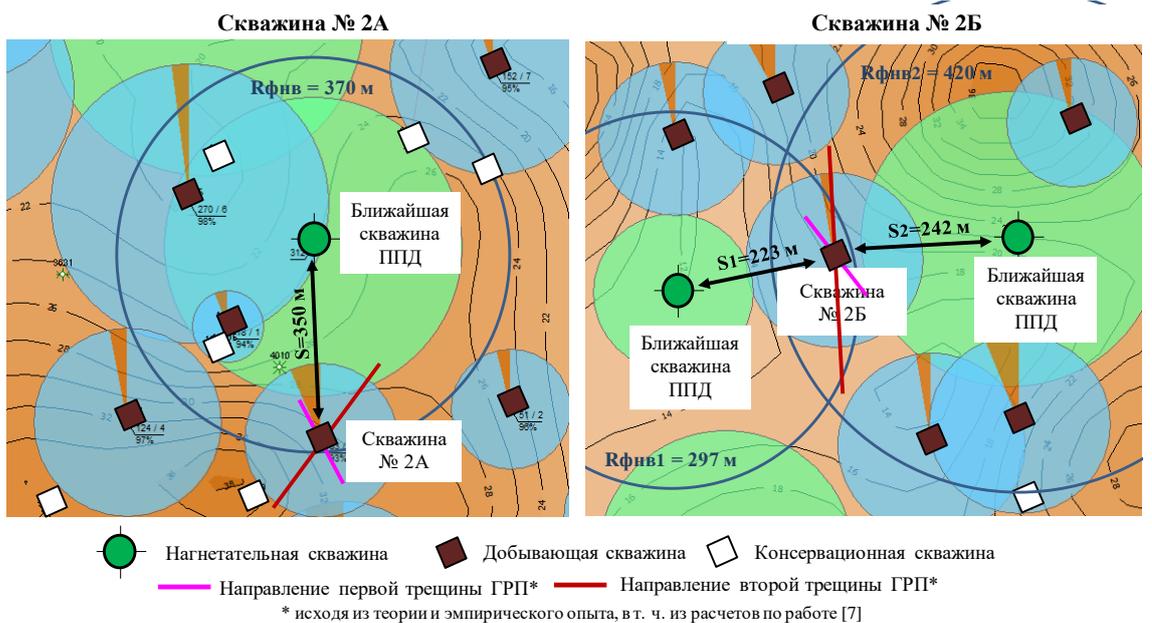


Рис. 8. Выкопировка из карты текущего состояния разработки, скважины с двухстадийным ГРП

Расположение трещин ГРП на рисунках представлено с учетом обработки базы данных ГИС, эмпирического опыта и теоретических расчетов [7, 8].

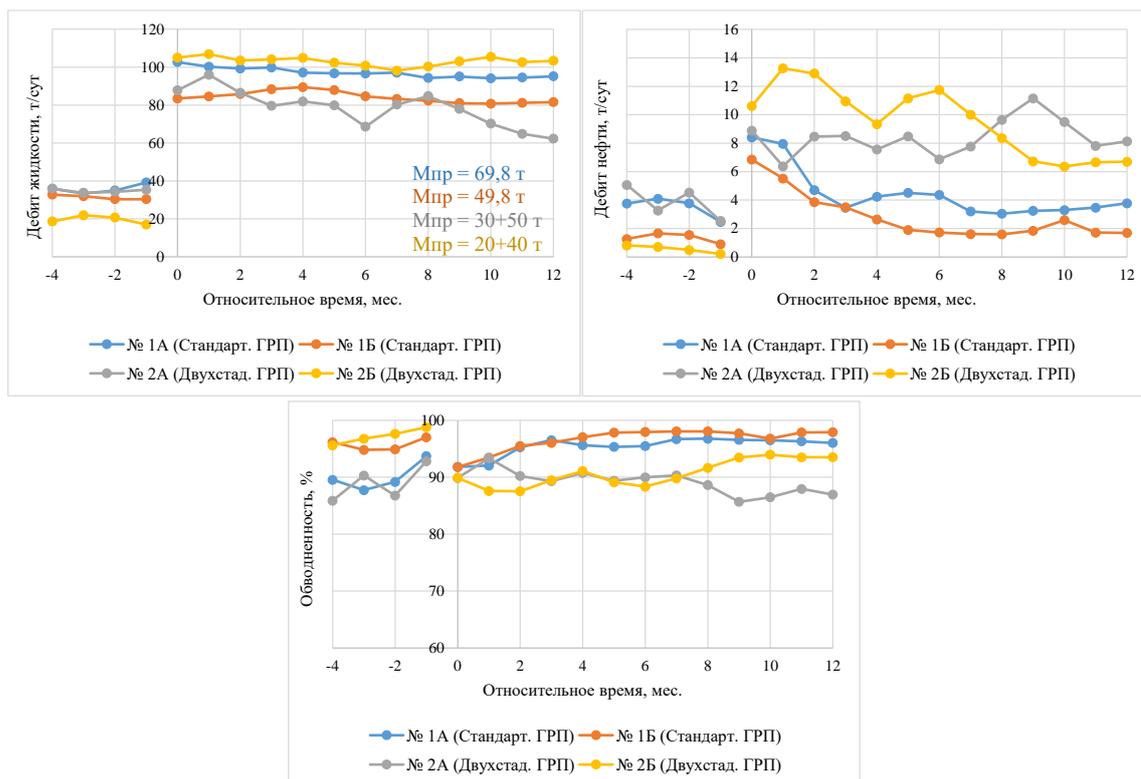


Рис. 9. Приведенные дебиты жидкости, нефти и обводненности эксплуатационных скважин

Общие выводы и рекомендации исходя из теоретической и практической части анализа:

1. На месторождениях Западной Сибири текущее азимутальное направление максимального стресса расположено в диапазоне $320-360^\circ$ (по Северо-Западному квадранту) – $140-180^\circ$ (по Юго-Восточному квадранту). В зависимости от особенностей эксплуатации и текущего состояния разработки месторождений/объектов, отклонение максимального стресса от обозначенного диапазона в меньшую, либо в большую сторону составляет порядка 20° .

2. В скважинах, где выполняли ГИС по определению азимута максимального стресса до ГРП, в большинстве случаев после ГРП трещина имеет азимутально ориентированный характер с отклонением от первоначального значения максимального стресса не более чем на 10 %.

3. В наклонно-направленных и горизонтальных скважинах после операций, направленных на переориентацию (двух-трехстадийные ГРП),

отмечается азимутальное отклонение трещины ГРП от диапазона максимального стресса, на угол порядка 30-60°.

4. Увеличение буферного объема жидкости перед ГРП (либо объема жидкости на первой стадии, в случае двухстадийного ГРП) не способствует повышению вероятности переориентации трещины. Основной вклад вносит создание первой трещины, и, как следствие, деформации породы в призабойной зоне пласта, приводит к изменению матрицы напряженного состояния.

5. При выполнении операций двухстадийного ГРП первая трещина развивается вдоль направления максимального стресса, что локально деформирует скелет породы и изменяет градиент горизонтального напряжения в ПЗП, это, в свою очередь, позволяет переориентировать последующую трещину ГРП в иное азимутальное направление, отличное от первоначальных значений на угол до 60° (по результатам исследований).

6. Для добывающих скважин находящихся близ окружения нагнетательных скважин / либо в водопромытых зонах проведение ГРП рекомендуется по технологии многостадийной закачки проппанта (в том числе с предварительной закачкой в пласт тампонирующего состава на основе дисперсных взвешенных частиц мела и древесной муки). Данный подход приводит к длительному снижению обводненности после ГРП (при котором значения не превышают базового уровня до ГРП) и продолжительному эффекту по дебиту нефти относительно операций стандартного ГРП. Выполнение ГРП в несколько стадий позволяет увеличить суммарную массу проппанта, а за счет разнесения общей массы проппанта по стадиям высота и полудлина полученных трещин уменьшается, снижая при этом риск «кинжального» прорыва трещины во фронт нагнетания скважин, так как первая трещина (с меньшей полудлиной) образуется вдоль направления к нагнетательной, последующая трещина(-ы) имеет(-ют) иное азимутальное положение.

7. Многостадийные ГРП рекомендованы в искривленных ННС (в т. ч. и при бурении вторых стволов) и вскрывающих пласт, перпендикулярно региональному стрессу, что связано с увеличением площади контакта сети трещин ГРП со стволом скважины в данных условиях.

8. В условиях отсутствия прямых рисков прорыва трещины в нецелевые интервалы и повышенной плотности остаточных извлекаемых запасов целесообразнее выполнять обработки с увеличением массы проппанта по стандартной технологии, что позволяет вовлекать в добычу ранее недренируемые нефтяные пропластки с удаленных зон.

Список литературы

1. Кашников Ю. А., Ашихмин С. Г. Опыт создания ориентированной трещины гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» // Нефтяное хозяйство. 2014. № 6. С. 40-43.
2. Roussel P.R., Sharma M.M. Quantifying transient effects in altered-stress refracturing of vertical wells // SPE 119522. 2010. DOI: 10.2118/119522-PA.
3. Использование данных ВАК-Д для управления процессом ориентированного гидроразрыва пласта / Ю.В. Уточкин [и др.] // Геофизика. 2015. № 6. С. 72-79.
4. Численная модель развития трещины при повтором гидроразрыве пласта / О.Ю. Сметанников [и др.] // Вычислительная механика сплошных сред. 2015. № 8. С. 208-218.
5. Способ формирования трещин или разрывов: пат. 2016135470 Рос. Федерация. № 2637539 С1/ Валеев А. С., Салимов Ф. С.; заявл. 31.08.2016 ; опубл. 05.12.2017, Бюл. № 34. 14 С.
6. Выбор оптимальной технологии измерений и обработки волнового акустического каротажа в открытых и обсаженных стволах скважин / В. И. Рыжков [и др.] // Геофизика. 2017. № 2. С. 2-13.
7. Способ определения размеров и пространственного расположения трещины гидравлического разрыва пласта по геолого-промысловым данным: пат. 2021102981 Рос. Федерация. № 2769492 С1/ Галкин В. И., Пономарева И. Н., Мартюшев Д. А.; заявл. 08.02.2021; опубл. 01.04.2022, Бюл. № 10. 14 С.
8. Переориентация азимута трещины повторного гидроразрыва пласта на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» / И. Д. Латыпов [и др.] // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 34-38.

References

1. Kashnikov Yu. A., Ashihmin S. G. Experience of oriented hydraulic fracture creation at oil fields of lukoil-perm LCC // Neftyanoe khozyaystvo. 2014. № 6. P. 40-43. (in Russian)
2. Roussel P.R., Sharma M.M. Quantifying transient effects in altered-stress refracturing of vertical wells // SPE 119522. 2010. DOI: 10.2118/119522-PA. (in Russian)
3. Using dsi data for the control of oriented hydraulic fracturing (frac) process / Yu. V. Utochkin [et al.] // Geophysics. 2015. № 6. P. 72-79. (in Russian)

4. Numerical model of crack growth in hydraulic re-fracturing / O. Yu. Smetannikov [et al.] // Computational continuum mechanics. 2015. № 8. P. 208-218. (in Russian)
5. Method for formation of cracks or fractures: pat. 2016135470 Rus. Federation. № 2637539 C1/ Valeev A. S., Salimov F.S.; appl. 31.08.2016; publ. 05.12.2017, Bul. № 34. 14 P. (in Russian)
6. The choice of optimal technology of measurement and processing of borehole acoustic data in open and cased wells / V. I. Ryzhkov [et al.] // Geophysics. 2017. № 2. P. 2-13. (in Russian)
7. Method of determining dimensions and spatial location of hydraulic fracturing based on geological and field data: pat. 2021102981 Rus. Federation. № 2769492 C1/ Galkin V. I., Ponomareva I. N., Martyushev D. A.; appl. 08.02.2021; publ. 01.04.2022, Bul. № 10. 14 P. (in Russian)
8. Reorientation refracturing on RN-Yuganskneftegaz LLC oilfields / I. D. Latypov [et al.] // Neftyanoe khozyaystvo. 2011. № 6. P. 34-38. (in Russian)

Сведения об авторах

Добровинский Дмитрий Леонидович, ведущий инженер Отдела планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений ТПП «Ямалнефтегаз», ТПП «Урайнефтегаз», ТПП «Белоярскнефть»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
Россия, 625007, Тюмень, ул. Депутатская, 80, к. 2, кв. 153
E-mail: Dmitry.Dobrovinsky@lukoil.com

Бухаров Александр Валерьевич, главный специалист Отдела планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений ТПП «Повхнефтегаз»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
Россия, 625055, Тюмень, ул. Пражская, 46, кв. 4
E-mail: Aleksandr.Bukharov@lukoil.com

Вилков Максим Николаевич, начальник Отдела планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов месторождений ТПП «Повхнефтегаз»
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
Россия, 625046, г. Тюмень, ул. Линейная, 17
E-mail: Maksim.Vilkov@lukoil.com

Мальшаков Евгений Николаевич, начальник Управления планирования и мониторинга методов повышения нефтеотдачи пластов Западно-Сибирского региона
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»
Россия, 625033, Тюмень, ул. Пермякова 86, кв. 68
E-mail: Evgeny.Malshakov@lukoil.com

Хакимов Исмаил Исаевич, начальник отдела технологий повышения нефтеотдачи ТПП «Повхнефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз»
Россия, 628481, Когалым, ул. Дружбы Народов, 36, кв. 31
E-mail: Ismail.Khakimov@lukoil.com

Дулкарнаев Марат Рафаилович, заместитель генерального директора по разработке месторождений – главный геолог ТПП «Повхнефтегаз»
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Повхнефтегаз»
Россия, 628481, Когалым, ул. Дружбы Народов, 15
E-mail: Marat.Dulkarnaev@lukoil.com

Authors

D.L. Dobrovinskiy, Lead Engineer of the Department for planning and monitoring of enhanced oil recovery methods at TPE «Yamalneftegaz», TPE «Uraineftegaz», TPE «Beloyarskneftegaz»
Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen
ap. 153, h. 2, 80, Deputatskaya st., Tyumen, 625007, Russian Federation
E-mail: Dmitry.Dobrovinsky@lukoil.com

A.V. Bukharov, Chief Specialist of the Department for planning and monitoring of enhanced oil recovery methods at TPE «Yamalneftegaz»
Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen
ap. 4, 46, Prazhskaya st., Tyumen, 625055, Russian Federation
E-mail: Aleksandr.Bukharov@lukoil.com

M.N. Vilkov, Head of Department for planning and monitoring of enhanced oil recovery methods at TPE «Povkhneftegaz»
Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen
17, Lineinaya st., Tyumen, 625046, Russian Federation
E-mail: Maksim.Vilkov@lukoil.com

E.N. Malshakov, Head of the Department for Planning and Monitoring of Enhanced oil recovery methods in the West Siberian region
Branch of LLC «LUKOIL-Engineering» «KogalymNIPIneft» in Tyumen
ap. 4, 86, Permyakova st., Tyumen, 625033, Russian Federation
E-mail: Evgeny.Malshakov@lukoil.com

I.I. Khakimov, Head of the Department of Enhanced Oil Recovery Technologies TPE «Povkhneftegaz»
Branch of LLC «LUKOIL-Western Siberia», TPE «Povkhneftegaz»
ap. 31, 36, Druzhby Narodov st., Kogalym, 628481, Russian Federation
E-mail: Ismail.Khakimov@lukoil.com

M.R. Dulkarnaev, Deputy General Director for Field Development (Reservoir Engineering)-
Chief geologist TPE «Povkhneftegaz»
Branch of LLC «LUKOIL-Western Siberia», TPE «Povkhneftegaz»
15, Druzhby Narodov st., Kogalym, 628481, Russian Federation
E-mail: Marat.Dulkarnaev@lukoil.com

Статья поступила в редакцию 14.06.2023
Принята к публикации 22.09.2023
Опубликована 30.09.2023