



[http://pro-arctic.ru/wp-content/uploads/2019/01/digital-twin-aker-solutions\\_1920x1080.jpg](http://pro-arctic.ru/wp-content/uploads/2019/01/digital-twin-aker-solutions_1920x1080.jpg)

# ЧТО ПРОИСХОДИТ С ПРОФИЛЯМИ ПРИТОКА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕ ОСВОЕНИЯ

**ИПАТОВ А.И.**

*РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, д.т.н.*

**МАЛЯВКО Е.А.**

*ООО «ГеоСплит»*

Фактор негативного влияния на разработку и добычу динамических изменений профиля притока в горизонтальных добывающих скважинах, как правило, сильно недооценивается службами промысла в России. Этот фактор может являться одной из основных причин значительных просчетов в разработке месторождений углеводородов. Каким образом снизить потери от начальных извлекаемых запасов углеводородов на месторождениях, разрабатываемых с помощью горизонтальных скважин и много-стадийного гидроразрыва пласта? Авторы предлагают добывающим компаниям активнее наращивать систему наблюдения за профилем притока в эксплуатационном фонде скважин.

## Введение

Профиль притока (ПП) в горизонтальных добывающих скважинах (ГС) определяют методами промыслово-геофизических исследований (ПГИ) или с помощью стационарных систем дистанционного долговременного мониторинга (на основе маркерных систем, точно-распределенных гирлянд из нескольких датчиков, распределенных оптоволоконных термических и акустических систем DTS-DAS и пр.). Сопоставления ПП в динамике позволяют судить о том, насколько сильно и почему во времени меняются распределения притоков компонент продукции вдоль ствола ГС. Это дает возможность анализировать как текущие вклады отдельных интервалов разреза пласта или портов многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП), так и динамику их изменения.

Практика показывает, что для протяженных стволов ГС (500 м и более) с МГРП характерны следующие динамические изменения в ПП жидкости (в среднем, за периоды отработки скважин до 3-5 лет) (см. рис. 1):

- а) профиль притока практически не меняется (17%);
- б) профиль притока меняется, но медленно (28%);
- в) профиль меняется достаточно быстро – особенно в начале, в течение первых 0,5-1 года (55%).

Таким образом, крайне важно изучать динамику изменения ПП уже в первые месяцы после вывода ГС на технологический режим отбора, причем как при фонтанной, так и при насосной эксплуатации. Длительная работа ГС в режиме неравномерного ПП чревата неполной выработкой запасов из пласта и соответственно потерей доли проектной накопленной добычи углеводородного сырья, что в итоге в будущем может потребовать дополнительных капитальных затрат – бурения ГС или бокового горизонтального ствола (БГС) для довыработки оставшихся начально извлекаемых запасов (НИЗ). К сожалению, исходя из имеющегося в большинстве добывающих компаний России многолетнего опыта разработки нефтяных активов и эксплуатации ГС приходится констатировать следующий факт: длительная стабильность и относительная равномерность ПП для протяженных ГС и тем более многоствольных ГС (МГС) – редкость...

## Особенности формирования профилей притоков в горизонтальных скважинах

Каковы же причины выхода эксплуатационных ГС и МГС на неоптимальный режим эксплуатации УВС, при которых наблюдаются исключительно неравномерные ПП продукции скважин?

Авторы отмечают, что к таким причинам можно отнести:

Рис. 1. Изменение профилей притоков горизонтальных скважин с МГРП протяженностью 500 м и более в динамике 3-5 лет после освоения, %

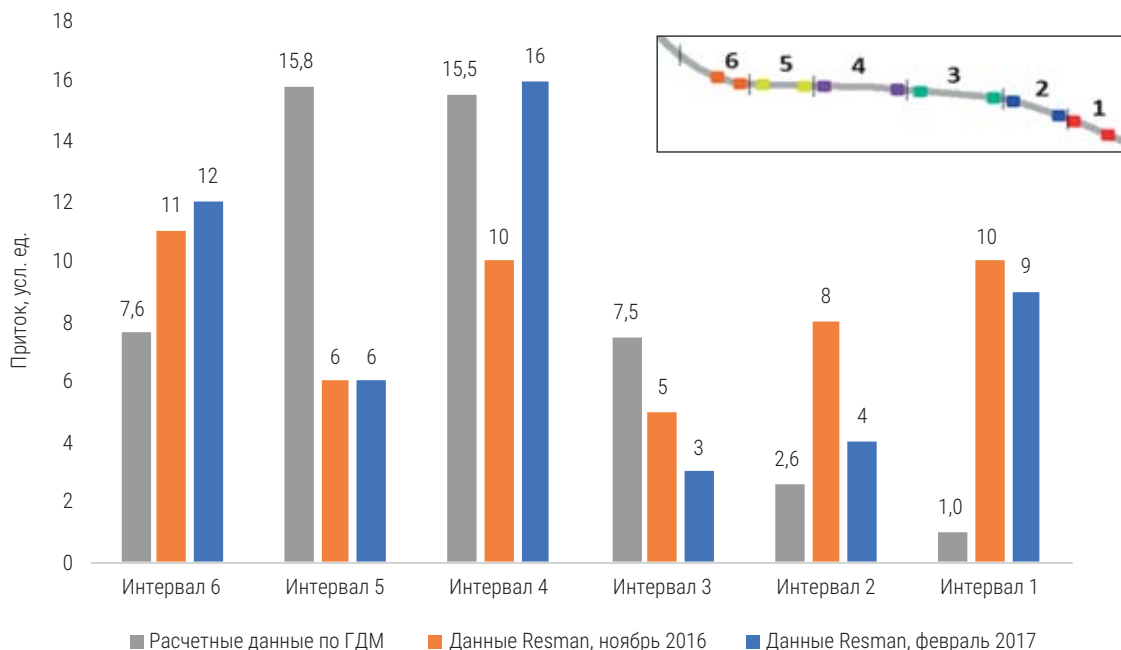


- а) часть трещин после проведения МГРП не работает или приток по ним не обнаруживается методами внутрискважинной диагностики, что подтверждается результатами исследований промыслово-геофизическими методами ПГИ/PLT: спектральной шумомерией, термометрией и механической расходомерией;
- б) как правило, даже однофазный (однокомпонентный) ПП в первые 12 месяцев кардинально изменяется (в том числе, в сторону ухудшения равномерности) и при этом зачастую он относительно плохо соответствует предварительным прогнозам, полученным на основании расчетов по гидродинамическим (ГДМ) и геомеханическим моделям. Зачастую это свидетельствует о слабом прогнозном потенциале «виртуальных» дизайнов.

На рис. 2 представлен пример сопоставления оценок профиля притока горизонтального ствола высокодебитной скважины по шести интервалам, полученных по данным маркерного мониторинга (технология диффузионных индикаторов притока компании «Resman») за период четырех месяцев после запуска скважины в работу, с результатами геолого-гидродинамического моделирования. В верхнем фрагменте показана траектория горизонтальной части скважины с интервалами фильтра. Фильтрационно-емкостные свойства данного коллектора высокие.

Другой пример получения информации о профиле притока в 4-х-сегментной ГС, вскрывшей среднепрони-

Рис. 2. Пример сопоставления оценок профиля притока (в усл.ед.) по шести интервалам горизонтального ствола высокодебитной скважины, полученных по данным маркерного мониторинга (технология диффузионных индикаторов притока компании «Resman») за период 4-х месяцев после запуска скважины в работу, с результатами геолого-гидродинамического моделирования



цаемый неоднородный коллектор, и ее сопоставления с данными, полученными по результатам каротажа во время бурения и соответственно заложенными в ГДМ, представлен на рис. 3.

Согласно расчетам ГДМ, наибольший приток нефти должен наблюдаться в интервале №1 («носочная» зона ГС), имеющем наибольшую среднюю удельную проницаемость на единицу длины продуктивного интервала. Тем не менее, по результатам маркерной диагностики (технология квантовых маркеров-репортеров компании ООО «ГеоСплит»), выполненной при проведении гидродинамических исследований скважины (ГДИС) на разных режимах, наибольший приток пластовой жидкости, наоборот, был зафиксирован в интервале №4 («пяточная» зона ГС). При этом анализ маркеров по газовой фазе показывает, что профиль распределения газового фактора скважины имеет обратную картину. Это может означать наличие свободного газа в призабойной зоне пласта интервала №1, приводящего к снижению фазовой проницаемости по нефти для данного интервала ГС.

Факты несоответствия ПП по инструментальным измерениям с прогнозными расчетами ГДМ – достаточно типичная картина в практике вывода на технологические режимы ГС, МГС и ГС с МГРП. На рис. 4 приведена выборочная статистика по достижению проектных дебитов горизонтальных и многоствольных скважин, полученная

на основании опыта работ авторов по разным нефтегазодобывающим компаниям. Можно видеть, что только треть объектов ГС в среднем «ложится» на предварительные прогнозы гидродинамического цифрового моделирования.

Остановимся на основных причинах динамического перераспределения ПП в случае, когда получены близкие к проектным запускные дебиты, но они быстро и в значительной степени упали после отработки скважин, перестав соответствовать проектным показателям ГС (рис. 5):

- 1) Неудачная траектория ствола ГС или ошибка бурения и заканчивания (4%). Является относительно редким явлением при налаженном массовом бурении ГС.
- 2) Деградация трещин МГРП (29%). Например, это типично для пространства стимулированного объема пласта (SRV) низкопроницаемых коллекторов с трудноизвлекаемыми запасами после образования в ближней зоне пласта искусственного аномально-высокого пластового давления (АВПД), которое резко снижается с началом отборов жидкости. При этом технологические параметры при проведении МГРП могут составлять: 100-150 м³ проппанта на стадию с закачкой гелевой жидкости по каждой стадии – в n тысяч м³. Чем меньше проницаемость

Рис. 3. Сопоставление профиля притока в 4-х-интервальной горизонтальной скважине, исследованной на разных режимах отбора при гидродинамических исследованиях, с данными каротажа во время бурения, заложенными в геолого-гидродинамическую модель

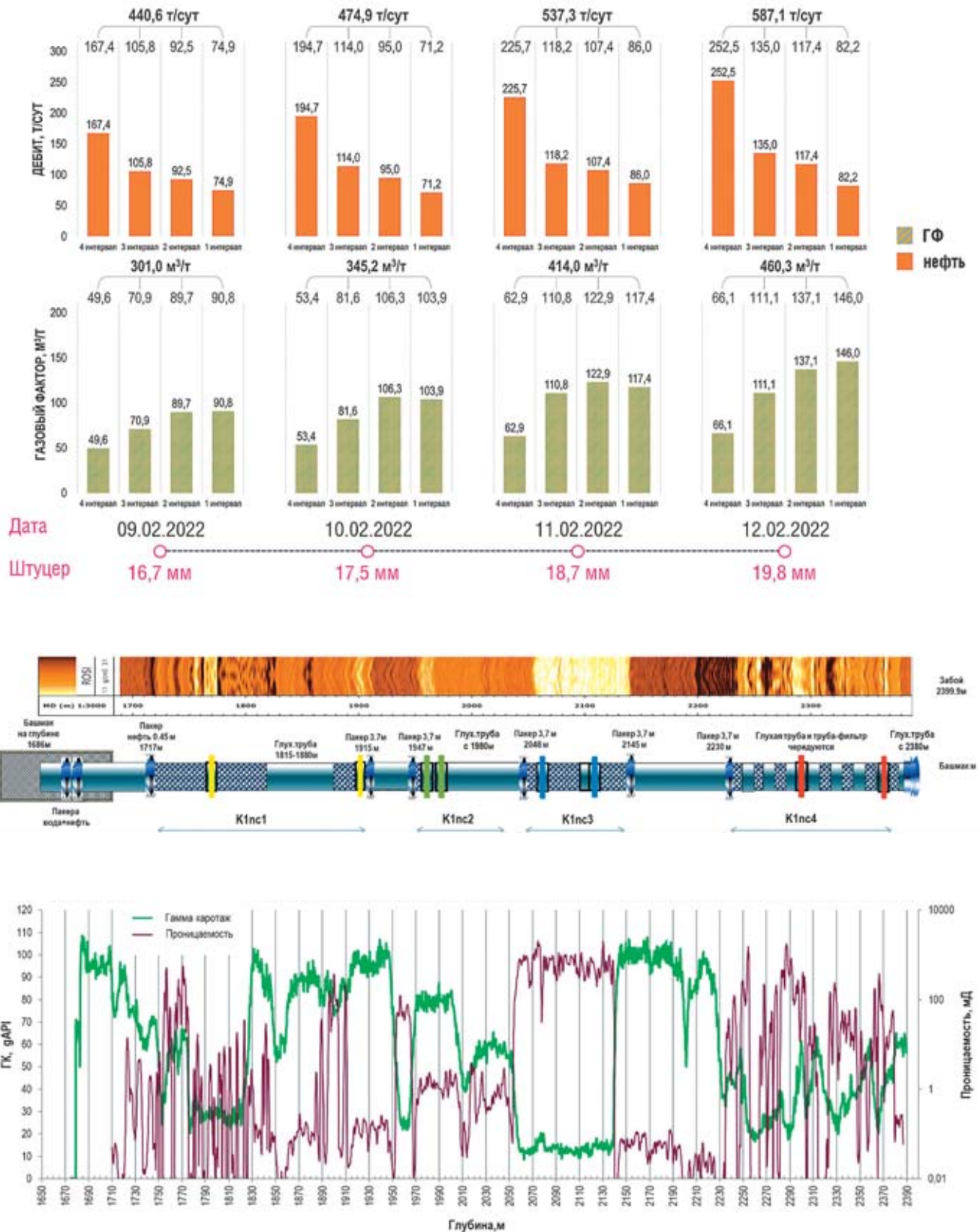


Рис. 4. Статистика по достижению проектного дебита ГС, МГС и ГС с МГРП, %

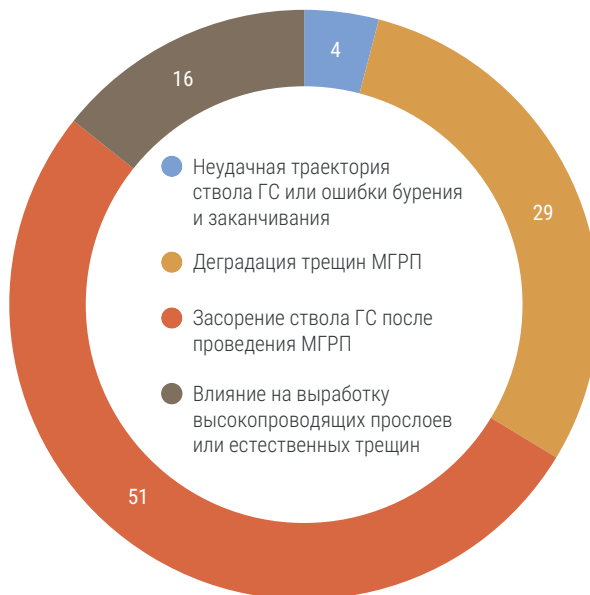


матрицы породы, тем более вероятно преобладание данного фактора (особенно это наглядно проявляется для объектов разработки залежей баженовской и ачимовской свит).

- 3) Засорение ствола ГС после проведения МГРП твердым шламом («выволю» пропанта, песка), а также образование в прогибах траектории ствола ГС «сифонов» с «затворами» из воды и шлама (51%). В результате потери пластовой энергии в горизонтальной части лифта ГС могут достигать 30 и более процентов [1]. Является распространенным явлением, борьбе с которым уделяется недостаточно внимания.
- 4) Влияние на выработку высокопроводящих прослоев или естественных трещин, пересекаемых стволом пробуренной ГС, а также приобщаемых искусственными трещинами в процессе МГРП (16%). Данный фактор может фиксироваться методами ПГИ-ГДИС и сенсорами стационарного геомониторинга через характерные изменения в ПП. В настоящее время данный фактор встречается все более часто, т.к. все активнее разрабатываются именно резко неоднородные по ФЕС коллекторы [2, 3].

Хотелось бы отметить, что перечисленные четыре причины по мнению авторов – определяющие, однако кроме них есть немало и других, «вторичных» причин из-

Рис. 5. Причины динамического перераспределения профилей притока горизонтальных скважин, % (в случае, когда получены близкие к проектным запускным дебитам, но они быстро и в значительной степени упали после отработки скважин и перестали соответствовать проектным показателям)

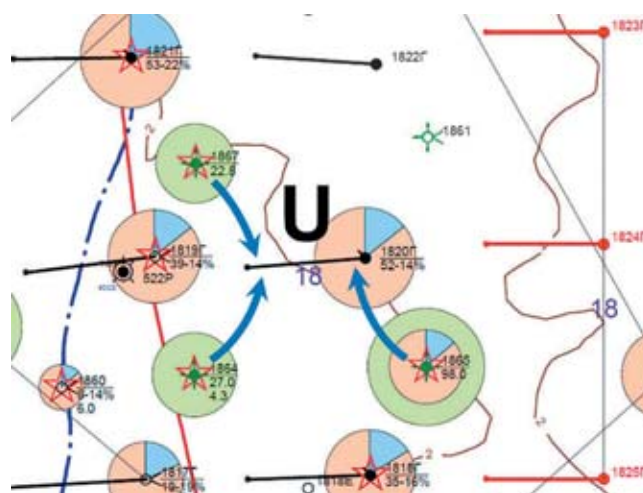
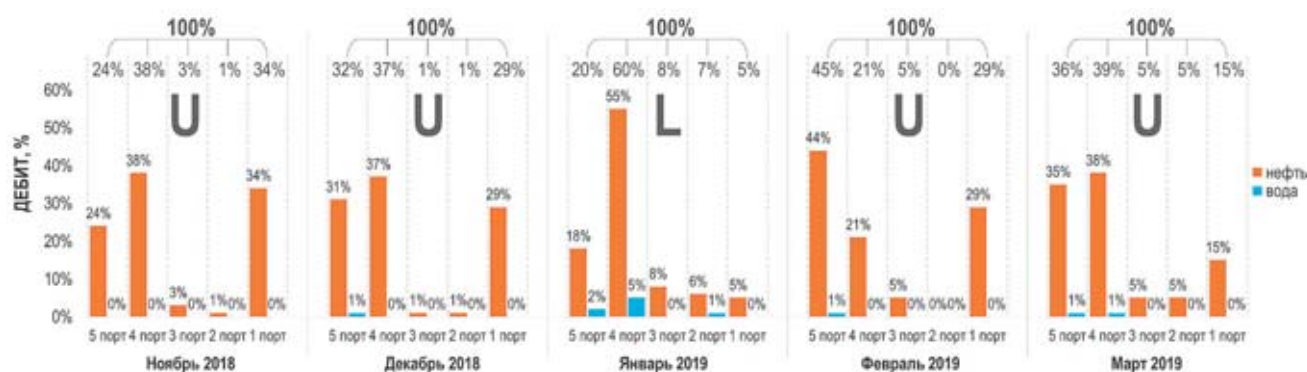


менения ПП в динамике с меньшей долей влияния на потерю скважиной проектной продуктивности. Так, например, некоторые специалисты-технологи во главу угла рассматриваемых процессов ставят засорение (кольматацию) каналов непосредственно в трещинах многостадийного ГРП по мере отработки пласта и выноса некоторых компонент жидкости ГРП. Однако, эта причина далеко не главная, особенно для низкопроницаемых объектов разработки ТРИЗ.

Кроме перечисленных выше, вескими причинами более продолжительных динамических изменений ПП, по мнению специалистов ООО «ГеоСплит», на основании имеющегося у них опыта долгосрочного маркерного мониторинга ГС, являются еще и такие факторы, как исходная флюидонасыщенность интервалов, особенности технологических процессов при бурении, заканчивании и стимуляции (например, могут повлиять типы дизайнов МГРП и кислотных стимуляций), гидродинамические процессы при добыче и разработке (режимы депрессии, наличие свободного газа в призабойной зоне пласта вследствие снижения забойного давления ниже давления насыщения, влияние системы искусственного поддержания пластового давления (ППД), прорывы пластовых вод из аквифера или свободного газа из газовой шапки).

Чем более длительной является история эксплуатации скважины и собственно разработки блока залежи,

Рис. 6. Пример преимущественно «U»-образного профиля притока горизонтальной скважины с 5-ти-стадийным ГРП в ходе долгосрочного маркерного мониторинга [4]



дренируемой ГС, тем выше будет влияние гидродинамических факторов. Рассмотрим ниже один из таких факторов, усиливающийся по мере интенсивности разработки залежи и связанный с началом влияния на выработку пласта системы искусственного ППД.

### Взаимосвязь профилей притоков и системы ППД

При проведении динамического маркерного мониторинга ГС на ряде месторождений Западной Сибири была выявлена закономерность формирования 3-х типов профилей притока (классификация «U-L-J») [4]:

- 1) «U»-образный ПП, когда преимущественно работает как ближняя (пяточная), так и дальняя (носочная) зоны горизонтального ствола;
- 2) «L»-образный ПП, когда преимущественно работает ближняя (пяточная) зона горизонтального ствола;
- 3) «J»-образный ПП, когда преимущественно наблюдается приток из дальней (носочной) зоны.

При проведении геолого-промыслового анализа авторами установлено, что тип профиля притока на данных скважинах коррелируется с площадным распределением пластового давления, формируемого за счет работы нагнетательных скважин окружения.

На рис. 6 представлен пример преимущественно «U»-образного профиля притока, зафиксированного при проведении исследований ГС с 5-ти-стадийным ГРП (пласт ЮС<sub>1</sub>) в течение 5-ти месяцев. Вероятнее всего, «U»-образный профиль притока формировался за счет работы трех нагнетательных скважин, расположенных в окружении исследуемой ГС.

На рис. 7 представлен пример «L»-образного профиля притока ГС с 5-ти-стадийным ГРП (пласт ЮС<sub>1</sub>). Преимущественная работа ближней зоны горизонтального ствола вероятно связана с работой двух нагнетательных скважин окружения, формирующих приток через ближнюю (пяточную) зону.

На рис. 8 представлена диаграмма встречаемости типов ПП по классификации «U-L-J» при выходе скважин на установившийся режим после освоения ГС. Следует

Рис. 7. Пример «L»-образного профиля притока горизонтальной скважины с 5-ти стадийным ГРП в ходе долгосрочного маркерного мониторинга [4]

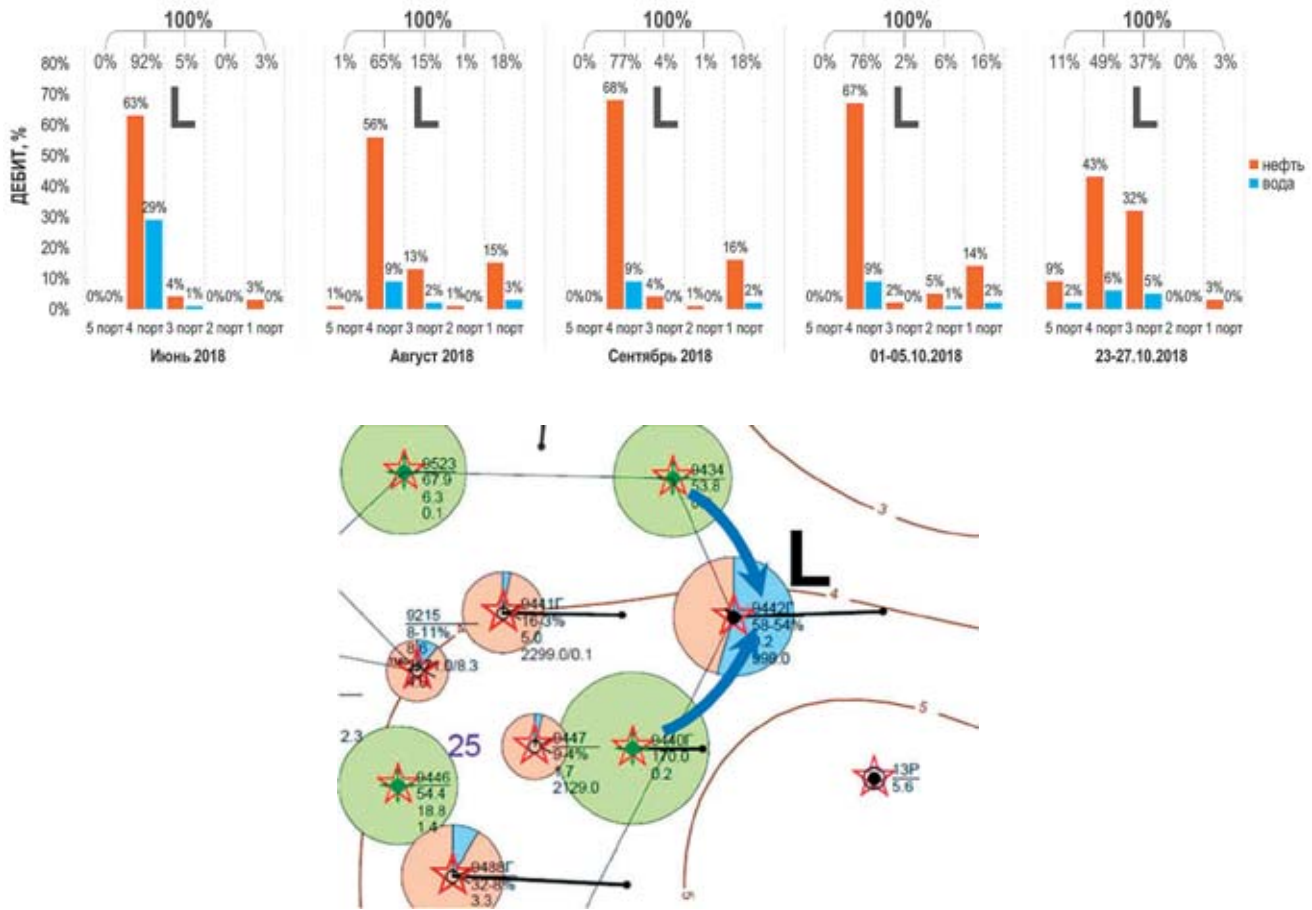
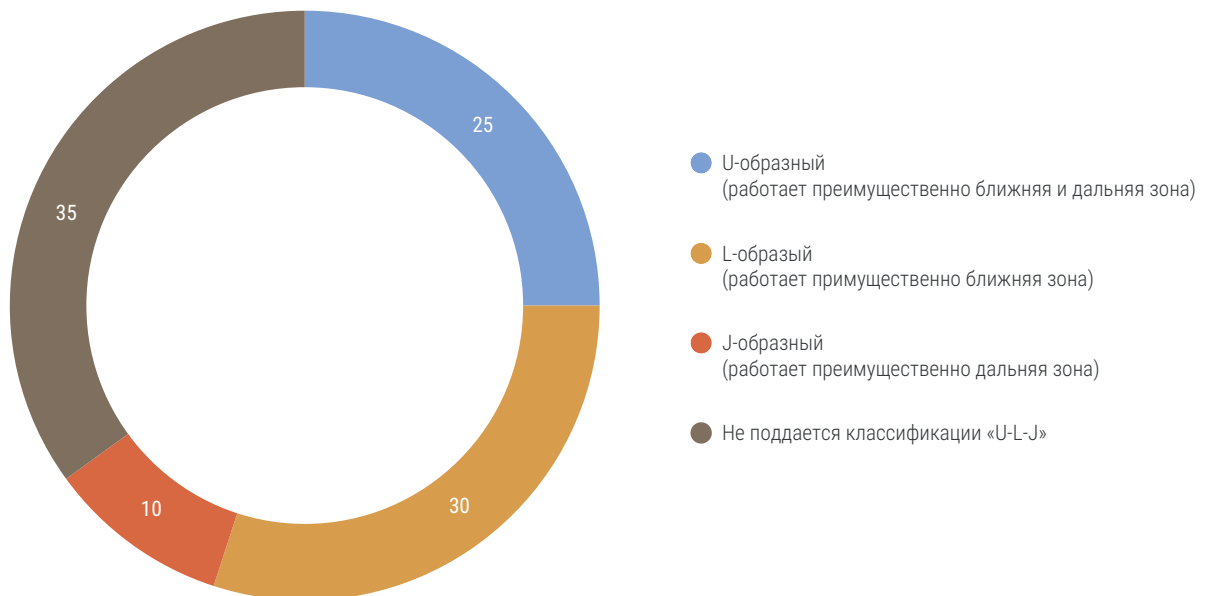


Рис. 8. Встречаемость типа профиля притока горизонтальных добывающих скважин при выходе на установившийся режим по классификации «U-L-J», %



отметить, что классификация «U-L-J» применяется в ООО «ГеоСплит» на практике преимущественно в случаях преобладающего влияния гидродинамических факторов (например, таких как влияние системы ППД). Это заключение, в частности, сделано еще и на основании того факта, что характерным примером отсутствия возможности классифицировать профили притоков по указанной классификации являются ГС баженовской свиты [5].

Тем не менее и для объектов горизонтального заканчивания низкопроницаемых ТРИЗ уже есть определенная статистика, подтверждающая характерное перераспределение типов ПП в рамках подобной классификации (особенно, если на ПП начинают влиять естественные высокопроводящие трещиноватые прослои и быстро меняющаяся при деградации свои проводящие способности сеть трещин «искусственного коллектора» SRV) [3].

Не менее важным фактом, установленным в ходе мониторинга работы ГС, является трансформация ПП во времени, которая, вероятнее всего, связана с долговременными гидродинамическими и кольтационными процессами, происходящими в пластах с относительно высокими или средними ФЕС.

На рис. 9 представлены примеры трансформации профилей притоков скважин пласта БВ<sub>7-2-4</sub>, находящихся в мониторинге более года – в «L»-образный тип [6].

### Вывод об эффективности управления ПП в условиях эксплуатации ГС

На основании многолетнего мониторинга ПП с помощью маркерных систем установлено, что в долгосрочном периоде (как правило, год и более) «U»-образные и «J»-образные профили притока в эксплуатационных ГС переходят в «L»-образный тип. Этот же вывод делают многие исследователи и на основании сравнения периодических замеров ПП, полученных методами ПГИ, а также с помощью оптоволоконного динамического термического мониторинга DTS [7]. К сожалению, этот вывод не «в пользу» применяемых в настоящее время в РФ «высокотехнологичных» систем заканчивания и управления ПП, что говорит о значительной «хронической» проблеме, связанной с масштабной неоптимальной выработкой залежей системами заканчивания ГС, ГС с МГРП и МГС.

### Возможности управления профилем притока в условиях ППД

Практика показывает, что в условиях ППД возможно целевым образом влиять на профиль притока, не только применяя специальное сложное оборудование заканчивания ГС (устройства контроля притока типа «ICD»), но и

Рис. 9. Примеры трансформации профилей притоков (пласт БВ72-4) в «L»-образный тип: сверху – для ГС с 5-ти-стадийным ГРП; внизу – для ГС с 4-х-стадийным ГРП

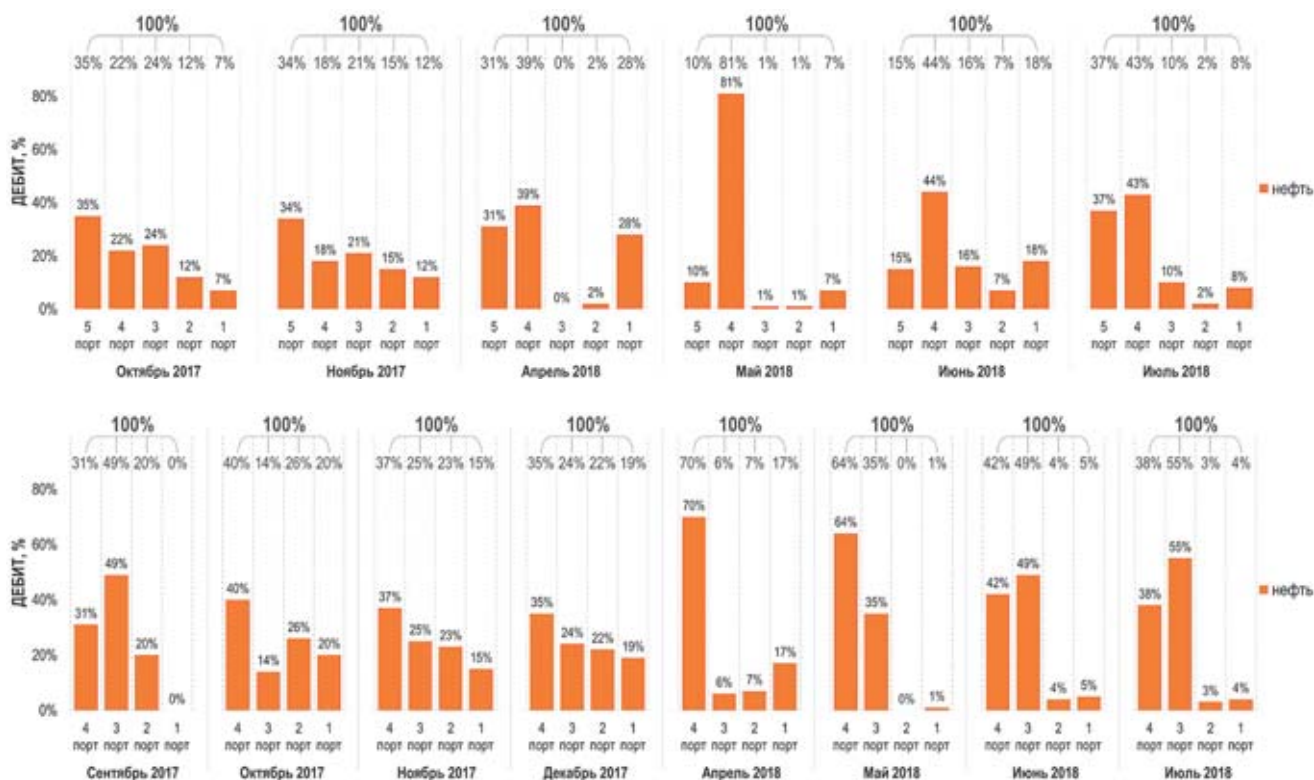
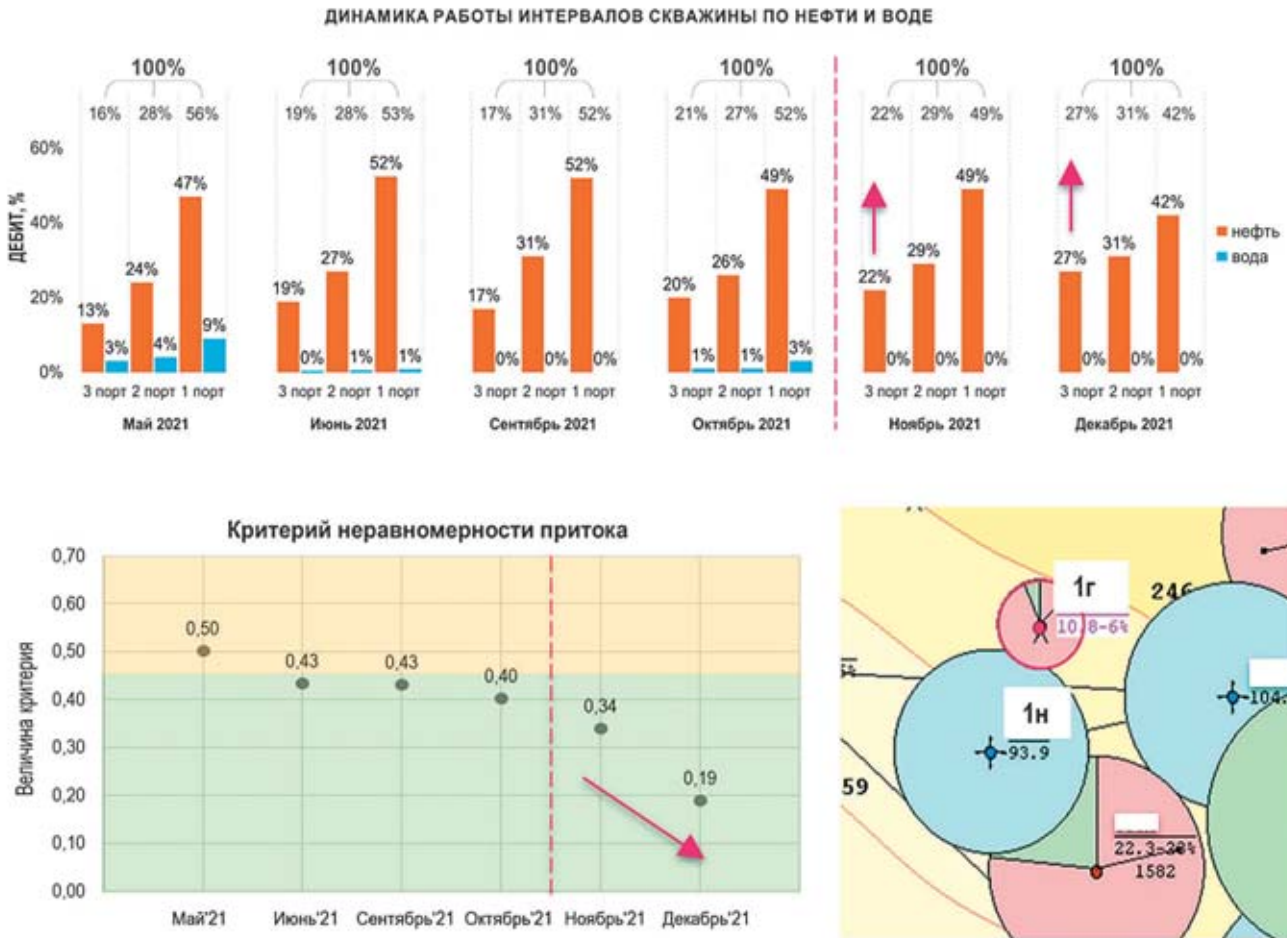




Рис. 10. Выравнивание профиля притока в горизонтальной добывающей скважине с 3-стадийным ГРП за счет регулирования системы ППД



воздействуя особым способом на приемистость в конкретных нагнетательных скважинах. На рис. 10 представлен пример выравнивания профиля притока в добывающей скважине №1г (пласт ЮВ<sub>1</sub>) с 3-х-стадийным ГРП путем повышения коэффициента охвата пласта за счет регулирования системы ППД.

В первые четыре месяца согласно данным маркерной диагностики на скважине наблюдается преимущественная выработка носочной зоны ГС (порт №1), при этом профиль притока является неравномерным. Безразмерный критерий, характеризующий степень неравномерности выработки запасов по ГС и рассчитываемый по формуле (1), в данный период составляет от 0,4 до 0,5:

$$K_H = \frac{1}{Q_{cp}} \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^N (Q_i - Q_{cp})^2}{N}}, \quad (1)$$

где  $K_H$  – коэффициент неравномерности профиля притока, принимает значение от «0» (приток полностью равномерен) до «1» (приток полностью идет только из одного интервала);  $Q_i$  – дебит i-го интервала ГС;  $Q_{cp}$  – среднеарифметическое значение дебита всех интервалов ГС;  $N$  – количество интервалов ГС.

При проведении геолого-промыслового анализа было установлено, что юго-западная часть участка является зоной пониженных пластовых давлений, это может сказываться на недостаточной выработке пяточной зоны ГС. В этой связи было обосновано решение о переводе в ППД скважины №1н. Тем самым благодаря созданию дополнительного очага заводнения удалось получить как интегральный прирост добычи нефти по исследуемой ГС, так и добиться большей степени вовлечения в работу порта №3 (прирост вклада порта №3 в общий дебит нефти вырос от значений 13-20% до значений 22-27%, а критерий неравномерности притока снизился до 0,19).

## Целевая задача выравнивания профиля притока в ГС

Важность выравнивания ПП в ГС состоит в следующем:

- 1) в итоге будут достигнуты более высокие как текущий, так и накопленный для добывающей скважины дебиты по нефти (газу);
- 2) будет улучшена выработка запасов вокруг траектории скважины ГС. Следовательно, будет увеличен локальный коэффициент извлечения нефти или газа (КИН-КИГ) в зоне отбора. Кроме того, таким образом удастся обеспечить более равномерный фронт заводнения и добиться лучшего вытеснения (в идеале – «поршневого») для УВС из толщин;
- 3) это позволит в принципе избежать преждевременных «языковых» прорывов воды от скважин с ППД или со стороны краевых и подошвенных вод (аквифера);
- 4) аналогичные улучшения можно ожидать относительно рисков прорыва газа от газовой шапки.

Как хорошо известно, с целью изначальной настройки и достижения равномерного ПП при имеющихся место неоднородностях ФЕС вдоль траектории ствола для вновь построенной ГС, в мире принято использовать специальные «индивидуальные» компоновки заканчивания (устройства контроля притока УКП или эквалайзеры «ICD» [8]), что, однако, не исключает последующих негативных изменений в ПП в процессе эксплуатации (особенно на этапах прорыва в ствол воды или газа). Именно поэтому желательно иметь возможность постоянно удаленно управлять (выравнивать) ПП – например, через открытие/закрытие/уменьшение раскрытия мандрелей портов.

Расчеты показывают, что дистанционное целевое управление открытием и закрытием портов для блокировки прорывов воды от скважин ППД, оперативно выполняемые в течение срока службы горизонтальной скважины (на основании данных дистанционного геофизического стационарного мониторинга) может давать более 0,3-0,9 млрд руб NPV (в зависимости от типа заканчивания скважины) на среднюю добывающую нефтяную ГС [7].

## Заключение

1. Фактор негативного влияния в динамике на разработку и добычу описанных выше изменений профиля притока в ГС, как правило, сильно недооценивается службами промысла в России (не только при оценке рисков из-за резкого изменения в составах притока при обводнении или прорывах газа, но и для более распространенных случаев естественного снижения равномерности профиля притока при однокомпонентной продукции).

2. Этот фактор (п.2) является одной из основных причин значительных просчетов в разработке месторождений нефти при ГС (МГС) с и без МГРП, допускаемых службами промысла в отечественных нефтяных компаниях [9].

3. По мнению авторов, для снижения потерь от начально извлекаемых запасов нефти (газа) на месторождениях, разрабатываемых с помощью ГС и ГС с МГРП, добывающим компаниям необходимо активнее наращивать охват системой наблюдения за профилем притока в эксплуатационном фонде скважин, т.е. создавать опорные сети ГС с встроенными в них системами долговременного дистанционного стационарного мониторинга за динамикой изменений профиля притока. **✉**

## Список литературы

1. К вопросу об очистке горизонтальных скважин от шлама. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Кричевский В.М., Лазуткин Д.М. Инженерная Практика, 2021, №5, с. 22-29.
2. Особенности разработки нефтяных залежей, осложненных высокопроводящими прослоями. Ипатов А.И., Жуковская Е.А., Хасанов М.М., др. Нефтяное хозяйство, 2019, №12, с. 38-43.
3. Высокопроводящие прослои и их роль в разработке нефтяных залежей бажен-абалакского комплекса. Ипатов А.И., Жуковская Е.А., Лазуткин Д.М. // SPE-201814, 2020.
4. Комплексный подход к эффективной разработке месторождений с применением интеллектуального мониторинга притока горизонтальных скважин / Д.А. Шестаков, М.М. Галиев, К.Н. Овчинников, Е.А. Малявко. – Территория НЕФТЕГАЗ, 2019, № 6 (июнь), с. 64-71.
5. Маркерный мониторинг профиля и состава притока в горизонтальных скважинах Средне-Назымского месторождения как эффективный инструмент получения информации в условиях ТРИЗ / В.Б. Карпов, А.А. Рязанов, Н.В. Паршин, К.Н. Овчинников, В.А. Лисс, Е.А. Малявко. – Недропользование XXI век, 2019, № 6 (декабрь), с. 54-63.
6. Системы маркерной диагностики и мониторинга для эффективного управления разработкой месторождения / М.Д. Дулкарнаев, К.Н. Овчинников, К.М. Сапрыкина, Е.А. Малявко. – Инженерная практика, 2018, № 11, с. 40-47.
7. Кременецкий М.И., Ипатов А.И. Стационарный гидродинамико-геофизический мониторинг разработки месторождений нефти и газа. М., ИКИ, 2018, 795 с.
8. Интеллектуальные системы управления. М.Игнатьев, Нефтегазовая вертикаль №13-14, июль 2010, с.73-88.
9. Ипатов А.И., Кременецкий М.И. Проблемы промыслово-геофизического контроля в условиях новой экономической политики. <https://gubkin-center.ru/library/#articles>