

3) Основная обработка осуществлялась 10%-ым раствором ИКД в 2% растворе KCl для адсорбции реагента на поверхности керна.

4) На выходе происходил отбор профильтрованной жидкости по 3,5 мл в отдельные пробирки.

5) После закачки 20 поровых объемов раствор ИКД выдерживался в пластовых условиях в течение 12 часов.

6) Проводилась закачка модели пластовой воды для десорбции реагента с поверхности керна.

Концентрация ингибитора комплексного действия в профильтрованной жидкости определялась фотометрическим методом, основанным на взаимодействии ионов фосфора в кислой среде с молибдатом аммония и образованием фосфорно-молибденового комплекса, окрашенного в синий цвет. Результаты исследований представлены на рисунке.

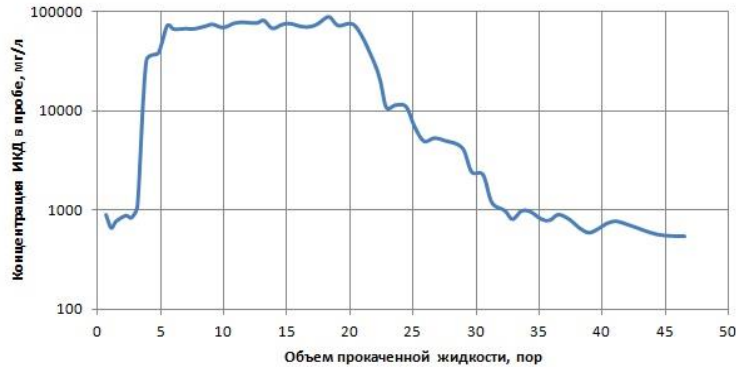


Рис. Зависимость концентрации ИКД в пробе от объема прокаченной жидкости

Результаты исследования адсорбции ИКД показывают, что адсорбционное равновесие в керна наступает при прокачке 5,5 поровых объемов 10%-го раствора ингибитора.

Результаты исследования динамики десорбции ингибитора показывают, что после прокачки 25 поровых объемов модели пластовой воды скорость выноса реагента снижается, а концентрация ингибитора превышает значение рабочей дозировки ингибитора 45 мг/л.

Результаты исследования показали, что ИКД при закачке в призабойную зону пласта, адсорбируясь на стенках пор пород - коллекторов, способен достаточно продолжительное время «вымываться» жидкостью в количестве достаточном для обеспечения надежной защиты от выпадения солей карбоната кальция и углекислотной коррозии.

Литература

1. Кащавцев В. Е. Солеобразование при добыче нефти / В. Е. Кащавцев, И. Т. Мищенко. - Москва: Орбита-М, 2004.
2. Ликвидация отложения солей при эксплуатации скважин /Н.П. Дунаев, Н.С. Маринин, Г.М. Ярышев и др. - Нефтяное хозяйство, М.: Недра, 1 9 7 9, № 1 0, с. 5 1 - 5 4.
3. Нефтегазопромысловая химия. Осложнения в системе пласт-скважина-УППН: Учебное пособие/ В.Н. Глуценко, М.А. Силин, О.А. Пташко, А.В. Денисова. - М.: МАКС Пресс, 2008. - 328 стр.
4. Сашнев И.А., Митюнин В.В., Захаров В.А. Испытания полимерных материалов для защиты центробежных насосов от солеотложения. - Тр. СибНИИНП, Тюмень, 1 9 8 1 вып. 2 2, с. 2 5 - 2 9.
5. Султанова Д.А., Мардашов Д.В., Хусаинов Р.Р. Исследование влияния ингибиторов солеотложений на эффективность применения ингибиторов коррозии в нефтяных скважинах. Инженер нефтяник. – 2016. - № 2. С.53-56.
6. Шангараева Л. А., Петухов А. В. Исследования адсорбционно- десорбционных свойств состава для предотвращения солеотложений в скважинном оборудовании // Современные проблемы науки и образования. 2012. № 6. С. 146.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ СТВОЛА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРОДУКТИВНОСТЬ НА ПРИМЕРЕ X МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

А.С. Трушко, Ю.С. Березовский

Научные руководители: доцент доцент Г.М. Татьяна, доцент О.С. Чернова
Национальный Исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Скважины с горизонтальным окончанием на X нефтяном месторождении начали вводить в разработку с 1992 года. На данный момент всего на X месторождении было пробурено и запущено в работу 6 горизонтальных скважин (ГС) и 29 зарезок боковых горизонтальных стволов (ЗБГС). На X нефтяном месторождении с начала его промышленной разработки было пробурено и введено в эксплуатацию 6 горизонтальных скважин, из них 5 добывающих и 1 нагнетательная скважина. Стоит отметить, что в 1992-1993 годах было пробурено 3 скважины с длиной горизонтального ствола в диапазоне 200-300 м. В 2015 году были пробурены 3 скважины (1 из них нагнетательная) с длинами горизонтального ствола уже в диапазоне 600-700 м. Зарезок боковых горизонтальных стволов было пробурено и введено в эксплуатацию 29 штук. Стоит отметить, что бурение ЗБГС было начато лишь в

СЕКЦИЯ 11. СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

2008 году. Всего с начала промышленной разработки было пробурено и запущено в эксплуатацию 5 ЗБГС с длиной горизонтального участка 200-300 м, и 24 ЗБГС с длиной ствола 300-400 м, из них 1 ЗБГС в разное время работала и как добывающий ствол и как нагнетательный.

В ходе анализа производительности работы скважин был построен графики с основными показателями добычи, распределённые по азимутальному направлению горизонтального ствола. Для удобства и наглядности, скважины были выделены в группы по направлению ствола, для которых были взяты усредненные показатели за первые три месяца работа по дебитам нефти, жидкости и количеству скважин.

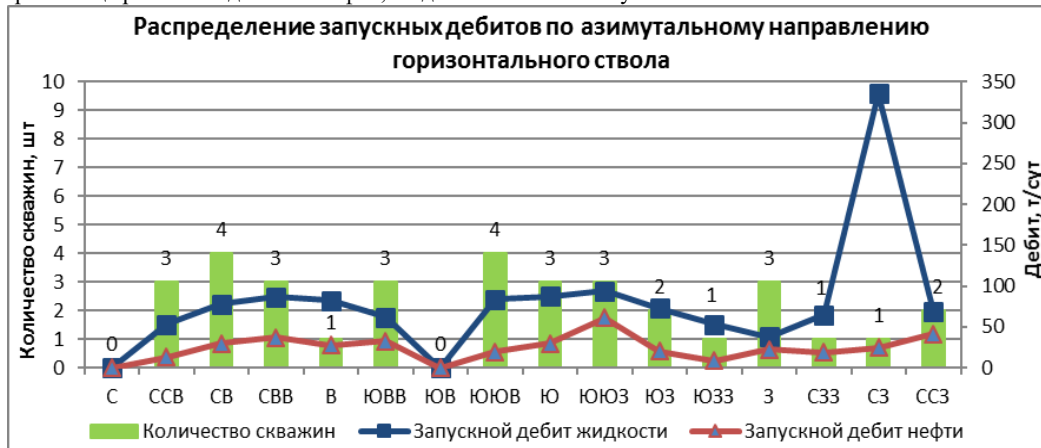


Рис. 1 Распределение запусковых дебитов горизонтальных скважин и зарезок горизонтальных стволов X месторождения по азимутальному направлению горизонтального ствола

На рисунке 1 можем наблюдать, что наибольший дебит по жидкости был получен при расположении горизонтального ствола по северо-западному направлению. Однако, также можно наблюдать что по этому направлению была пробурена только одна горизонтальная скважина, что является недостаточной статистикой для выявления какой-либо зависимости. Наибольшие запусковые дебиты как по нефти, так и по жидкости, мы можем видеть показали горизонтальные скважины, пробуренные по направлениям северо-восток-восток и юго-юго-запад. Число скважин по этим направлениям составляет 16 штук.

В 2015 году на скважине № 15 X месторождения проводились исследования по определению направления регионального стресса. Анизотропия породы рассчитывалась путем разности скоростей быстрой и медленной поперечных волн после нормировки на быструю волну в процентах (рис. 2). Разворот реального замера относительно истинного направления распространения быстрой и медленной поперечных (S) волн (направления скорости анизотропии). Быстрое и медленное направления должны сверяться с азимутом прибора. Если быстрый/медленный азимут следует за азимутом вращающегося прибора, то измеренная анизотропия может быть ложным явлением, являющимся следствием особенностей записи [2,3]. По результатам исследований, направление бокового давления горных пород на X месторождении составляет ~130-145 градусов.



Рис. 2 Результаты проведения исследования АВАК на X месторождении, где: α – угол скоростной анизотропии относительно направления прибора XX, SF – быстрая поперечная волна, SS – медленная поперечная волна, SXX – зарегистрированная поперечная волна в направлении XX, SYU – зарегистрированная поперечная волна в направлении YY

В данной выборке горизонтальных скважин по X месторождению участвовали скважины, на которых проводился гидравлический разрыв пласта на запуске (в первые три месяца работы). В связи с этим, можно сделать вывод о том, что наилучшим направлением горизонтальных скважин или зарезок боковых горизонтальных стволов на X месторождении являются направления северо-восток – восток и юго – юго-запад. При бурении скважин по этим

направлениям т.е. перпендикулярно направлению регионального стресса (согласно проведенным исследованиям), предполагается что трещины, образующиеся после гидравлического разрыва пласта, за счёт разницы горных напряжений наилучшим образом развиваются в длину по направлению стресса горных пород (~130-145 градусов), тем самым мы получаем наибольшую длину трещин, и как следствие больший охват пласта и более высокую продуктивность скважин [1,4].

В дальнейшем на X месторождении необходимо провести дополнительные исследования и рассмотреть возможность бурения новых скважин по направлению северо-запад т.к. единственная скважина в этом направлении показала наибольшую продуктивность.

Литература

1. Экономидес М., Олини Р., Валько П. Унифицированный дизайн гидроразрыва пласта: от теории к практике. М-Ижевск, 2007-236 с.
2. Либерман Ю.М. Естественное напряженное состояние массива горных пород. – В сб.: Вопросы прочности подземных сооружений. Труды ВНИИСТ, 1962, вып. 12, С 15-18.
3. Басниев К.С., Дмитриев НМ. Обобщенный закон Дарси для анизотропных пористых сред // Изв. вузов. Нефть и газ. – 1986. - № 5. – С 54-59.
4. Гусев С.В., Бриллиант Л.С., Янин А.Н. Результаты широкомасштабного применения ГРП на месторождениях Западной Сибири // Материалы совещания "Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений" (г. Альметьевск, 1995 г.). – М.: ВНИИОЭНГ – 1996, С. 291-303.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Э.В. Уразов¹

Научный руководитель – начальник отдела нефтепромысловой химии Р.Р. Хусаинов²

¹*Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия*

²*ООО «Газпромнефть-Восток», г. Томск, Россия*

В настоящее время большинство нефтяных месторождений России находятся на поздней стадии разработки. Эта стадия разработки характеризуется снижением уровня добычи нефти, ростом обводненности добываемой продукции. Рост обводненности добываемой продукции является одной из причин, способствующих выходу скважин из действующего фонда [1].

В России насчитывается около 122 тысяч нефтяных и газовых скважин, и в 30 % из них продукция содержит более 70% воды. Эксплуатация таких скважин, особенно на поздней стадии разработки, в рамках действующей законодательной (прежде всего, налоговой) системы часто становится убыточной для нефтедобывающих компаний. В результате количество бездействующих скважин доходит до 30 тысяч и ежегодно увеличивается [2].

В зависимости от влияния на показатели разработки, извлекаемую попутно с нефтью воду можно разделить на два вида: являющуюся рабочей жидкостью предназначенную для вытеснения нефти и не являющуюся рабочей жидкостью при заводнении коллекторов. К первому виду относится закачиваемая вода, отбор которой оказывает двойное влияние: с одной стороны, результатом этого является увеличение коэффициента нефтеотдачи пластов, а с другой стороны при этом растет себестоимость добываемой нефти. Ко второму виду относится посторонняя и подошвенная вода на участке добывающей скважины, отбор которой удорожает себестоимость нефти и осложняет выработку пластов.

Мероприятия по ограничению притока вод первого вида предусматривают изоляцию промытых пропластков, отключение обводненных пластов из разработки, ограничение притока закачиваемых вод из разработки выравниванием профиля приемистости нагнетательных скважин и нахождение оптимальных величин отбора ее из пласта. Мероприятия по ограничению притока вод второго вида сводятся к улучшению качества цементирования эксплуатационных колонн при строительстве скважин (первичное крепление) и водоизоляционных работ при эксплуатации (вторичное крепление).

Для того, чтобы успешно бороться с обводнением скважин, необходимо знать причины обводнения, так как каждый вид водопритока требует своей технологии и соответствующего тампонажного материала. К сожалению, в последнее время, часто из-за ограниченности финансовых возможностей предприятий, резко возросло число ремонтно-изоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах с применением цемента, как наиболее доступного и дешевого материала. Цементирование может дать положительные результаты при изоляции притока воды только в некоторых случаях, например, когда требуется отсечь какой-то участок пласта и перейти на вышележащий горизонт. Однако со временем, когда перфорация будет сделана у кровли пласта, оставшаяся в обводнившемся пласте нефть окажется потерянной [3].

Использование цементных растворов для ограничения притока воды не может быть эффективным из-за их низкой фильтруемости и невозможности проникновения в пласт на достаточную глубину (дисперсности); высокой плотности, что может вызвать их поглощение и гидроразрыв пласта; высокой фильтраотдачи (ухудшения подвижности раствора, коагуляции продуктивной зоны и усложнения освоения скважины); низкой механической и ударной прочности (растрескивание камня при повторной перфорации, приложении депрессий); низкой коррозийной стойкости и др.