

Хайловский В.Н.¹, Ушивцева Л.Ф.², Родионовская Т.С.³

¹ Главный геолог АО «Октопус», ² Доцент кафедры геологии, гидрогеологии Астраханского государственного университета, кандидат геолого-минералогических наук, ³ геолог АО «Октопус»

ЗОНЫ ПОВЫШЕННОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И ФЛЮИДОПРОНИЦАЕМОСТИ – КАК ФАКТОР ОСЛОЖНЕНИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН АГКМ

Аннотация

Статья посвящена анализу причин осложнений, возникающих при вскрытии надсолевой, солевой и подсолевой частей разреза Астраханского ГКМ. Установлено, что на возникновение ряда осложнений оказывает ряд факторов: как природного (соляной тектогенез, наличие вязких пластичных солей и глин, трещиноватость), так и техногенного характера (скорость СПО, производительность насосов, высокие плотности бурового и цементного растворов, наведенное давление). Выявлено пять основных интервалов поглощений в разрезе месторождения и рассмотрены причины их возникновения. В статье также приведены рекомендации по предупреждению возможных осложнений.

Ключевые слова: осложнения, рапопроявления, газопроявления, трещиноватость, флюидопроницаемость, соляной тектогенез, проницаемость, аномальные зоны.

¹Hailovsky V.N., ²Ushvtseva L.F., ³Rodionovskaia T.S.

¹Chief geologist of company “Octopus”; ²Associate Professor, Department of Geology, Hydrogeology of Astrakhan State University, candidate of geological – mineralogical sciences; ³geologist of company “Octopus.

ZONES OF EXCESSIVE FISSURING AND FLUID PERMEABILITY AS FACTOR OF DRILLING PROBLEMS ON THE ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD

Abstract

This article analyzes the causes of complications arising from the drilling-in of supra-salt, salt and sub-salt parts of the section of the Astrakhan gas condensate field.

It has been established that the complications arise due to a number of factors: natural (salt tectogenesis, the presence of viscous plastic of salts and clays, fissility), and manmade (the speed of RIH/POOH operations, the discharges capacity, high drilling mud density and cementing fluids, the induced pressure). Five main intervals of the complications in the section of the field are identified and the causes of their formation are done. The article also provides recommendations for the prevention of the possible complications.

Key words: complications, brine-shows, gas shows, fissility, fluid permeability, salt tectogenesis, openness, anomalous zone.

Как известно, контроль горно-геологических условий участков заложения новых скважин, является неотъемлемой частью геологического мониторинга процесса строительства и ликвидации, способствуя повышению качества вскрытия геологического строения и прогноза возможных осложнений в процессе бурения.

Несмотря на значительное количество пробуренных скважин на Астраханском ГКМ, безаварийной проходки скважин пока не удается достичь, что обусловлено горно-геологическими условиями, интенсивно проявившимся соляным тектогенезом; литологическим составом и механическими свойствами пород; недостаточной изученностью участков заложения скважин [1].

Характер осложнений показал, что наиболее часто отмечаются: осыпание и обвалы стенок скважин палеогеновых и верхнепермско-триасовых глин, рапопроявления в соленосной толще кунгура;

газопроявления из филипповских и башкирских отложений, поглощения глинистого раствора в надсолевой, солевой и подсолевой частях разреза (рис.1). Причем, в одной скважине могут фиксироваться несколько осложнений одновременно.

Большая часть осложнений приходится на поглощения глинистого раствора обусловленных, геологическими (наличие каверн, тектонических нарушений, трещиноватости) и технологическими факторами (скорость СПО, механическое воздействие, избыточные давления), на ликвидацию которых тратятся значительное время, средства, химреагенты.

Анализ поглощений при строительстве скважин позволили выделить пять основных интервалов их проявления:

1. Поглощения в надсолевой толще от частичных до с полной потерей циркуляции отмечены при вскрытии четвертичных, юрско-меловых и триасовых отложений в 55 случаях при наличии высокопористых песчаников юры и мела, трещиноватых известняков триаса с хорошей проницаемостью.

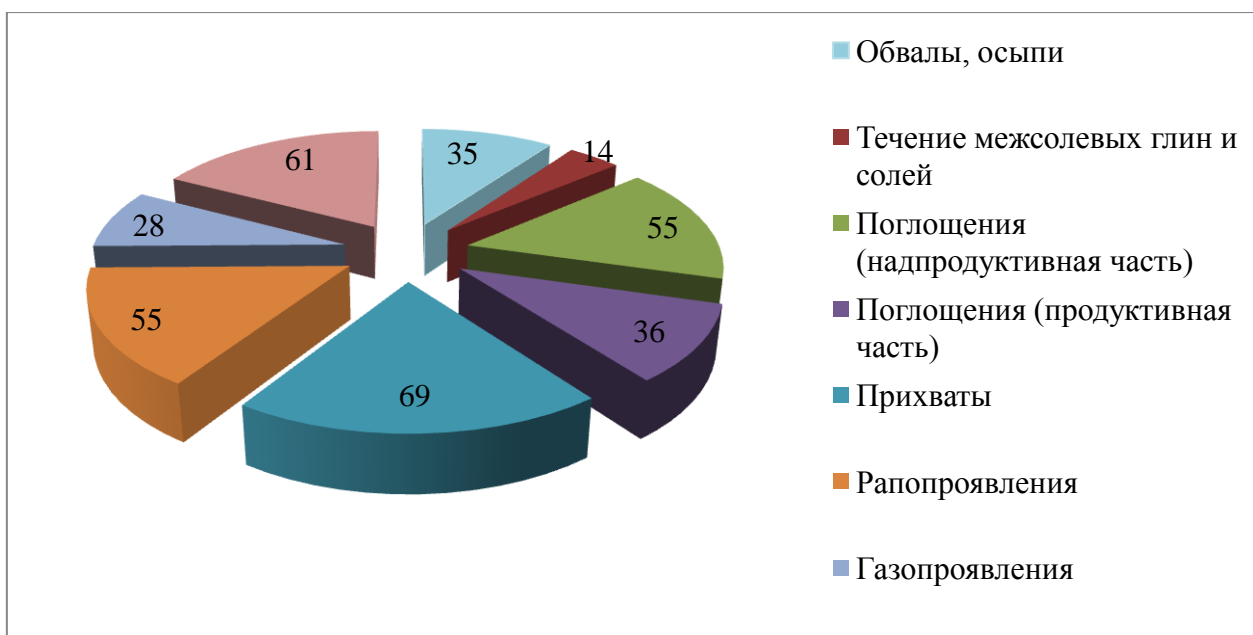


Рис. 1 – Распределение осложнений по скважинам разбуренной части АГКМ

2. Поглощения при вскрытии межсолевых пропластков более чем в 20 скважинах, обусловлены преобладающей повышенной трещиноватостью, значительной поровой и трещинной проницаемостью. При вскрытии отдельных из них отмечены рапопроявления, ликвидируемые утяжелением

плотности бурового раствора, что приводит к микрогидроразрыву, а затем к поглощению, борьба с которыми нередко приводит к ликвидации скважин. Так, в скважине № 4438 при ликвидации рапопроявления объем поглощения составил 1063,5 м³, что обусловлено наличием порово-трещинных коллекторов и высокая плотность раствора 2,03 г/см³, которая сначала обусловила гравитационное замещение флюидов, а затем при увеличении ее до 2,17 г/см³ и создании наведенного давления (65,1 МПа) и микрогидроразрыв пласта.

3. Поглощения от частичных до полной потери циркуляции, в процессе подготовки к спуску, при спуске и промывке 244,5 и 168,3 мм колонн. Спуск бурильного инструмента с высокой скоростью приводит к развитию дополнительных гидравлических давлений в стволе, и раскрытию трещин в породах раскрытостью до 20 мм и протяженностью до несколько метров [3]. Буровые и цементные растворы с повышенной плотностью, проникая из ствола скважины в пласт с низкой прочностью под действием избыточного давления, вызывают микрогидроразрыв пласта и поглощения объемы которых превышают 1000 м³.

4. Поглощения возникающие одновременно с газопроявлениями при вскрытии филипповских известняков и маломощных трещиноватых известняков сакмарско-артинских отложений. Филипповский горизонт, представленный двумя маломощными (не более 15 м) нефтегазонасыщенными пластами известняков с низкими ФЕС, коэффициентами аномальности 1,7-1,8 представляет собой литологически ограниченные линзовидные резервуары с небольшим запасом пластовой энергии. Вскрытие этих отложений совместно с кунгурскими на утяжеленном буровом растворе, вероятно, создает забойное давление, превышающее давление гидроразрыва пород; при отсутствии порового коллектора происходит раскрытие микротрещин и поглощение [2].

5. Поглощения, возникающие при вскрытии зоны разуплотнения коры выветривания между сакмарским и башкирским ярусами, и вскрытии продуктивной толщи обусловлены:

- наличие высокопористых, трещинно-кавернозных коллекторов с наличием открытых трещин;
- разлонапорностью пластов;
- превышение забойного давления над пластовым.

Поглощения в продуктивной толще, представленной фильтрационно-емкостными неоднородностями известняков, могут быть обусловлены разлонапорностью пластов (с различными коэффициентами аномальности). При этом давления, полученные по текущим картам изобар, построенных по замерам динамических устьевых и забойных давлений ниже пластовых давлений в тонкопоровых коллекторах, что доказано на Оренбургском НГКМ и Карачаганакском ГКМ, где величины разлонапорности превышают 7 МПа [3].

Наличие в продуктивной толще разлонапорных пластов и пластов с улучшенными ФЕС с меньшими пластовыми давлениями по сравнению с тонкопоровыми коллекторами, обуславливает рост эффективных напряжений в скелете коллектора и повышает риски поглощений. По фактическим замерам давлений коэффициент аномальности в продуктивной толще по скважинам АГКМ не превышает 1,10-1,45, а по отдельным скважинам составляет 1,05. С целью предупреждения поглощений за 100 м до вскрытия продуктивной толщи в проектируемой скважине плотность бурового раствора следует уточнять с учетом изменения текущих пластовых давлений в процессе разработки АГКМ.

Сложное строение порово-трещинного коллектора АГКМ, обусловлено высокой степенью вторичного преобразования различной направленности, с развитием вторичных пор выщелачивания при совместном влиянии тектонического и литологического факторов [4]. При вскрытии в кровельной части известняков с низкой пористостью (менее 6%), высокой трещинной проницаемостью $0,5-200 \cdot 10^{-3}$ мкм², коллекторов трещинно-кавернозного типа, на что указывают их низкое сопротивление 8-11 Ом, высокая до 23-67% (по АК) и до 40% (по НК) пористость с наличием открытых трещин

способствовало поглощению раствора более чем в 36 скважинах с объемами от 50 до 1500 м³ и более. Наличие такого типа коллекторов подтверждается разрезами скважин № 84 (при вскрытых 5 м коллекторов дебит составил 700 тыс.м³/сут). Именно трещиноватость в пористых и плотных низкоемких породах башкира, играет ведущую роль в фильтрации флюидов на месторождении, обеспечивая единство газодинамической системы залежи.

Наиболее значимые поглощения отмечены при вскрытии башкирской толщи в *скважине № 87* (объем поглощения- 1470,3 м³), *скважине № 203* (объем поглощения- 3611,4 м³ с падением уровня 440 м от устья), *скважине дублере № 9926* (объем поглощения-1450 м³) и др.

Анализ осложнений показывает, что скважины с наличием поглощений попадают в зоны трещиноватости (разуплотнения), выделенные ранее рядом авторов (Григоровым В.А, 1989 г., Гладковым В.И., 1992 г., В.В. Пыхаловым, 2004 и др.), пространственно совпадающих с зонами линейно прослеживающихся тектонических нарушений и повышенной флюидопроводимости, т.е. к участкам пересечения трещинных зон и древних разрывных нарушений различного генезиса, залеченных кальцитом [4]. К таким участкам тяготеют наиболее высокопродуктивные скважины АГКМ и ореолы повышенных значений атмогеохимических полей (радона и гелия) (рис. 2).

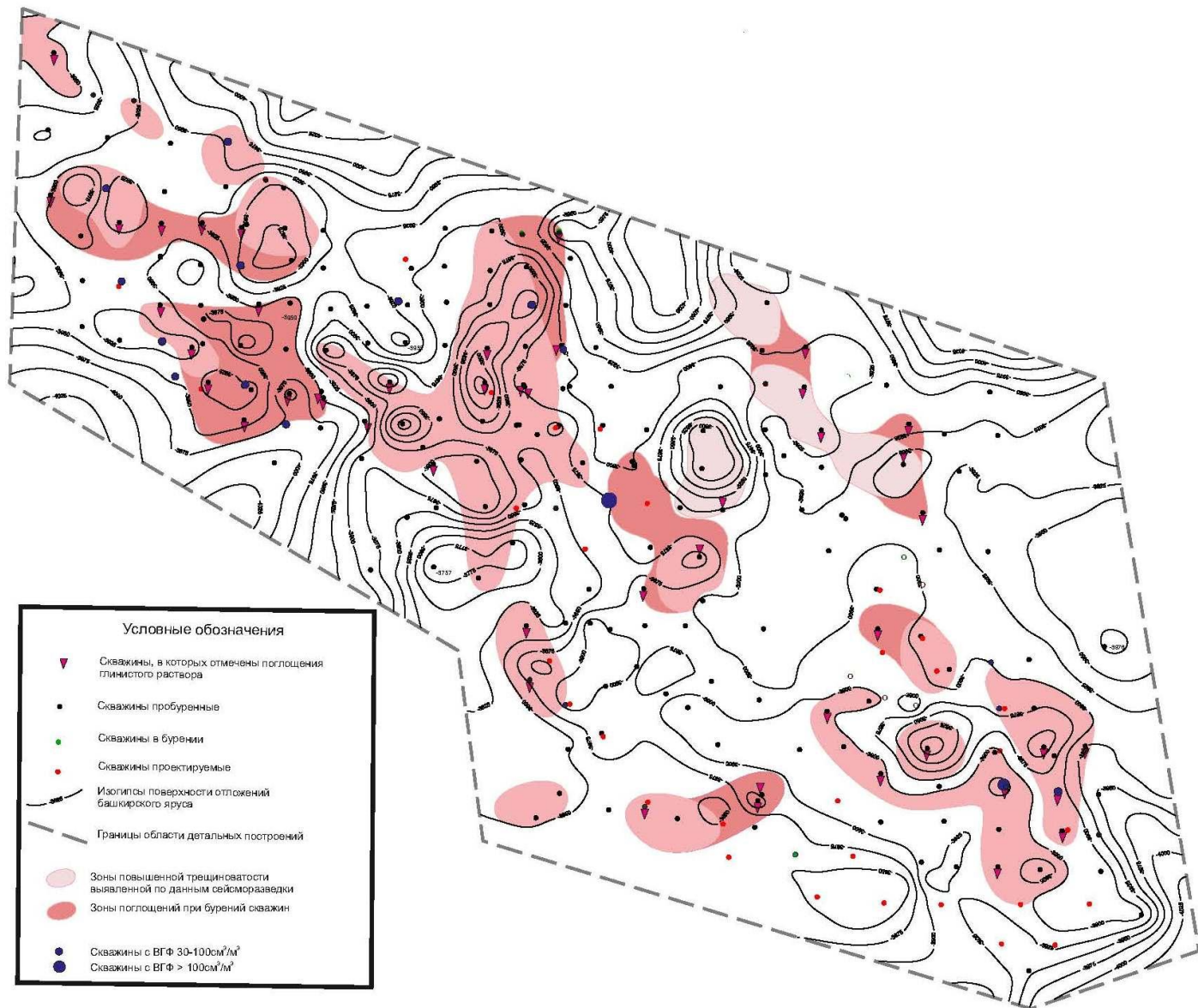


Рис. 2 – Схема распределения аномальных зон продуктивного коллектора по данным сейсморазведки

Выводы: 1) Существование зон трещиноватости и повышенной флюидопроводимости в пределах АГКМ свидетельствует о нестабильном напряженно-деформационном состоянии земной коры в пределах данной территории, как в историческое, так и в настоящее время; увеличивает риск поглощения бурового раствора и вероятность поступления подошвенных вод, что побуждает избегать их при выборе точек заложения новых эксплуатационных скважин.

2) При обеспечении проводки скважин без осложнений (без поглощений и кольтматации поровой матрицы в башкире, с минимальной гидростатической нагрузкой, малыми объемами СКО, невысокими

депрессиями при освоении) в таких зонах можно длительное время получать высокие дебиты углеводородной смеси.

3) В скважинах с катастрофическими поглощениями при освоении продуктивной толщи получены притоки пластовой воды, что может свидетельствовать об активизации залеченных кальцитом древних тектонических нарушений, служащих путями миграции флюидов.

4) Наличие в разрезе месторождения разнонапорных пластов определяет сложность выбора гидравлических и гидродинамических параметров их вскрытия и подбора реологических параметров промывочной жидкости, доведения скважины до проектной глубины.

5) В целях повышения эффективности разработки месторождения и промышленной безопасности важным является изучение глубинных разломов, зон разуплотнения и зон повышенной флюидопроницаемости с применением ряда методов включающих:

- сейсморазведку 2Д и 3Д, пластовую наклонометрию для определения азимутальной направленности трещин, скважинную наземную электроразведку, вертикальное сейсмопрофилирование, пассивные микросейсмические методы (НСЗ), геохимические съемки (радоновую, гелиевую, углеводородную).

Литература

1. Бродский А.Я., Захарчук В.А. Тектоно-седиментационные особенности продуктивного резервуара АГКМ //Разведка и освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений: Труды АНИПИГаза – Астрахань: ИПЦ «Факел», 2004. – № 6. – С. 16-19.
2. Захарчук В.А., Ушивцева Л.Ф. Основные критерии оптимального размещения эксплуатационных скважин. //Разведка и освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений: Труды АНИПИГаза – Астрахань: ИПЦ «Факел», 2004. – № 7. – С.21-23.
3. Касьянова Н.А. Вылегжанина А.С., Кирика Д.Д. и др.. Роль трещиноватости горных пород в формировании УВ залежей в пределах

Николаевско-Городищенской предбортной ступени западного борта Прикаспийской впадины М.: Геология нефти и газа, № 4, 2009. С. 10-16.

4. Постнов А.В., Рамеева Д.Р., Ширягин О.А. Методы выявления зон повышенной тектонической трещиноватости и флюидопроницаемости в процессе мониторинговых исследований на АГКМ. //Разведка и освоение нефтяных и газоконденсатных месторождений: Труды АНИПИгаза – Астрахань: ИПЦ «Факел», 2004. – № 5. – С. 39-43.

References

1. Brodskij A.Ja., Zaharchuk V.A. Tektono-sedimentacionnye osobennosti produktivnogo rezervuara AGKM //Razvedka i osvoenie nefjtjanyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij: Trudy ANIPIgaza – Astrahan': IPC «Fakel», 2004. – №6. – S. 16-19.
2. Zaharchuk V.A., Ushivceva L.F. Osnovnye kriterii optimal'nogo razmeshhenija jekspluatacionnyh skvazhin. //Razvedka i osvoenie nefjtjanyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij: Trudy ANIPIgaza – Astrahan': IPC «Fakel», 2004. – № 7. – S.21-23.
3. Kas'janova N.A. Vylegzhantina A.S., Kirika D.D. i dr.. Rol' treshhinovatosti gornyh porod v formirovanii UV zalezhej v predelah Nikolaevsko-Gorodishhenskoj predbortnoj stupeni zapadnogo borta Prikaspijskoj vpadiny M.: Geologija nefiti i gaza, № 4,2009. S. 10-16.
4. Postnov A.V., Rameeva D.R., Shirjagin O.A. Metody vyjavlenija zon povyshennoj tektonicheskoj treshhinovatosti i fljuidopronicaemosti v processe monitoringovyh issledovanij na AGKM. //Razvedka i osvoenie nefjtjanyh i gazokondensatnyh mestorozhdenij: Trudy ANIPIgaza – Astrahan': IPC «Fakel», 2004. – № 5. – S. 39-43.